



450 000 000 долларов США

Zhaikmunai Finance B.V.

(учрежденная на условиях ограниченной ответственности по законодательству Нидерландов («Эмитент»))

Облигации с преимущественным правом требования с процентной ставкой 10,50% и сроком погашения в 2015 году («Облигации»)*(гарантируемые на основе преимущественного права требования Zhaikmunai L.P. и всеми его дочерними компаниями, кроме Эмитента)*

По Облигациям будут начисляться проценты в размере 10,50% годовых. Проценты по Облигациям выплачиваются 19 апреля и 19 октября каждого года, начиная с 19 апреля 2011 года. Облигации подлежат погашению 19 октября 2015 года. Эмитент может погасить некоторые или все Облигации в любое время 19 октября 2013 года или после такой даты по таким ценам и в таком порядке, как это описано под заголовком «Описание Облигаций – Факультативное погашение». До 19 октября 2013 года Эмитент может погасить все или часть Облигаций путем выплаты премии «за возврат в первоначальное положение». Кроме того, до 19 октября 2013 года Эмитент может погасить до 35% непогашенной основной суммы Облигаций за счет средств поступлений, вырученных от некоторых предложений акций.

Облигации на условиях солидарной ответственности гарантируются («Гарантии») на основе преимущественного права Zhaikmunai L.P. и всеми его дочерними компаниями, кроме Эмитента («Гаранты»). Облигации будут представлять собой основные обязательства Эмитента и Гарантов и будут предоставлять ту же очередность на удовлетворение требований по ним, что все иные основные обязательства Эмитента и Гарантов.

В дату выпуска или после нее ТОО «Жаикмунай» (которое является операционной дочерней компанией Zhaikmunai L.P. и которое владеет большинством активов Группы) может принять решение и принять на себя обязательство (при выполнении некоторых условий) заменить собой Эмитента как эмитента Облигаций, после чего ТОО «Жаикмунай» примет на себя все обязательства Эмитента по Облигациям («Замена»).

Облигации будут обеспечиваться первоочередным залогом займа, выдаваемого Эмитентом ТОО «Жаикмунай» за счет средств поступлений, вырученных от настоящего предложения Облигаций («Заем вырученных средств»). Кроме того, Облигации и Гарантии будут обеспечиваться первоочередными залогами акций Эмитента и его непосредственной холдинговой компании, Frans van der Schoot B.V. («FvdS»). В случае если в соответствии с условиями Соглашения о выпуске облигационного займа ТОО «Жаикмунай» заменит собой Эмитента в качестве эмитента Облигаций в соответствии с положениями о Замене, Заем вырученных средств будет уступлен и передан в порядке новации ТОО «Жаикмунай», после залог Займа вырученных средств утратит силу.

Если происходит Замена и залог Займа вырученных средств прекращается, единственным обеспечением исполнения обязательств по Облигациям и Гарантиям будут первоочередные залоговые акции Zhaikmunai Finance B.V. (которая не будет иметь активов) и акций FvdS (которая является дочерней компанией без операционных активов). Вследствие этого, непосредственно после Замены произойдет значительное сокращение в имеющемся обеспечении Облигаций и Гарантий.

В настоящее время рынка Облигаций не существует. Была сделана заявка на включение Облигаций в Официальный котировальный список Люксембургской фондовой биржи и их допуск к торгам на рынке Euxo MTF на Люксембургской фондовой бирже.

Инвестирование в Облигации связано с рисками. См. раздел «Факторы Риска» на стр. 19.

Облигации и Гарантии не были зарегистрированы по Закону США «О ценных бумагах» 1933 года (с изменениями) («Закон о ценных бумагах») или по законам о ценных бумагах какой-либо иной юрисдикции. Соответственно, Облигации и Гарантии предлагаются и продаются только лишь квалифицированным покупателям организаций, как определено в Правиле 144А (и в соответствии с Правилем 144А) по Закону о ценных бумагах («Правило 144А»), а за пределами США - в соответствии с Положением S по Закону о ценных бумагах. Будущие покупатели настоящим уведомляются о том, что продавцы Облигаций могут полагаться на изъятие из положений ст. 5 Закона о ценных бумагах, предусматриваемое Правилем 144А. Касательно описания определенных ограничений в отношении передачи Облигаций см. разделы «План распределения», «К сведению инвесторов» и «Ограничения в отношении передачи».

Цена Облигаций: 100,00% плюс начисленные проценты (если таковые имеются) с даты выпуска.

Первоначальные покупатели рассчитывают доставить Облигации покупателям примерно 19 октября 2010 года пока только в бездокументарной форме, через систему обслуживания The Depository Trust Company («DTC»).

Citi

ING

J.P.Morgan

13 октября 2010 года

К СВЕДЕНИЮ ИНВЕСТОРОВ

Настоящий Меморандум о предложении был подготовлен нами исключительно для использования в связи с предлагаемым предложением Облигаций, о которых говорится в настоящем Меморандуме о предложении. Вам разрешается использовать настоящий Меморандум о предложении только в целях изучения покупки Облигаций, и ни одно лицо не имеет права предоставлять вам информацию, помимо той, что содержится в настоящем Меморандуме о предложении. Вы не вправе использовать какую-либо информацию, приведенную в настоящем документе, для каких-либо иных целей, кроме как для рассмотрения возможности инвестирования в Облигации.

Информация собрана нами в настоящем Меморандуме о предложении. Вы подтверждаете и соглашаетесь с тем, что Первоначальные покупатели не дают никаких заверений или гарантий, будь то явно выраженных или подразумеваемых, относительно точности или полноты такой информации, и никакие положения настоящего Меморандума о предложении не являются и не должны рассматриваться как обещание или заверение со стороны Первоначальных покупателей.

Информация под заголовком *“Обменный курс”* включает выдержки из информации и данных, опубликованных официальными и иными источниками. Хотя мы принимаем на себя ответственность за точность выдержек и краткого описания такой информации и данных, мы не несем какой-либо дальнейшей ответственности в отношении такой информации. Кроме того, на информацию, изложенную в отношении разделов настоящего Меморандума о предложении с описанием соглашений о клиринге, включая разделы под названием *“Описание Облигаций”* и *“Бездокументарный учет, передача и форма”*, могут оказать влияние любые изменения или новое толкование действующих в настоящее время правил, нормативных актов и процедур DTC, Euroclear и Clearstream. Хотя мы принимаем ответственность за точность краткого описания информации относительно DTC, Euroclear и Clearstream, мы не несем какой-либо дальнейшей ответственности в отношении этой информации. Помимо этого, в настоящем Меморандуме о предложении содержатся выводы, которые, предположительно, являются точными в отношении определенных документов, но для полной информации делается ссылка на фактические документы. Все эти выводы в целом оговариваются подобными ссылками. Копии таких документов будут предоставляться потенциальным инвесторам по их просьбе.

Эмитент несет ответственность за содержащуюся в настоящем Меморандуме о предложении информацию. По имеющимся у Эмитента сведениям и его убеждению, содержащаяся в настоящем Меморандуме о предложении информация касательно Эмитента, его дочерних компаний и Облигаций, и, по имеющимся у Гарантов сведениям и их убеждению, содержащаяся в настоящем Меморандуме о предложении информация касательно их самих и их Гарантий, соответствует фактам и в ней не упускается ничего такого, что могло бы повлиять на смысл такой информации. Однако, информация под заголовками *“Краткий обзор”*, *“Обсуждение и анализ руководством финансового положения и результатов деятельности”* и *“Коммерческая деятельность”* включает выдержки из информации и данных (включая отраслевую и рыночную информацию), предоставленных общедоступными источниками в Европе и в других местах. Хотя Эмитент принимает на себя ответственность за точность выдержек и краткого описания такой информации и данных, Эмитент не проводил независимой проверки точности такой информации и данных, и он не несет по ним ответственности. Информация, содержащаяся в настоящем Меморандуме о предложении предоставляется по состоянию на дату, указанную на обложке, и коммерческое и финансовое состояние Эмитента или Группы, а также иная информация в настоящем Меморандуме о предложении, могут измениться после этой даты.

Если иное не следует из контекста, когда мы делаем ссылки на “мы”, “нами”, и “наш”, то для целей настоящего Меморандума о предложении мы ссылаемся на Zhaikmunai L.P. и его дочерние компании (включая любого из их предшественников).

При принятии решения об инвестиции потенциальные инвесторы должны полагаться на свое собственное изучение компании и условий предложения, включая достоинства и риски, связанные с таким инвестированием. Потенциальные инвесторы не должны толковать какие-либо положения настоящего Меморандума о предложении как юридическую, коммерческую или налоговую рекомендацию. Каждый потенциальный инвестор должен проконсультироваться со своими собственными консультантами, если то будет необходимо для принятия решения об инвестиции, и определить, разрешено ли ему, с юридической точки зрения, приобретать Облигации в соответствии с применимым законодательством об инвестициях или аналогичными законами или нормативными актами. Вы должны основывать свое решение об инвестициях в Облигации исключительно на информации, приведенной в настоящем Меморандуме о предложении.

Распространение настоящего Меморандума о предложении, предложение и продажа Облигаций в определенных юрисдикциях могут быть запрещены законодательством. Мы и Первоначальные покупатели

требуем от лиц, которые получили настоящий Меморандум о предложении, осведомиться о таких запретах и соблюдать их. Настоящий Меморандум о предложении не является предложением или приглашением к приобретению Облигаций в какой-либо юрисдикции, в которой такое предложение или продажа было(-а) бы незаконным(-ой).

Мы оставляем за собой право отозвать в любое время данное предложение. Мы и Первоначальные покупатели также оставляем за собой право отклонить любое предложение о покупке Облигаций полностью или частично, продать Облигации на меньшую основную сумму, нежели основная сумма Облигаций, предлагаемых по настоящему Меморандуму о предложении, и разместить любому потенциальному покупателю Облигации на меньшую основную сумму, нежели Облигации на ту сумму, которые он запросил, будь то по какой-либо причине или без таковой.

Облигации не утверждались или не отклонялись Комиссией США по ценным бумагам и биржам, какой-либо комиссией по ценным бумагам любого штата США или каким-либо иным регулирующим органом США, и ни один из вышеуказанных органов не принимал решения и не давал заключения по существу предложения Облигаций или точности или достаточности настоящего Меморандума о предложении. Любые заверения об обратном являются уголовным преступлением в США.

К СВЕДЕНИЮ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ИНВЕСТОРОВ В США

Облигации и Гарантии не были зарегистрированы и не будут регистрироваться по Закону о ценных бумагах или по законам о ценных бумагах какой-либо иной юрисдикции и не могут предлагаться или продаваться в США, кроме как в рамках сделок, подпадающих под действия изъятия из требования о регистрации или по иным основаниям не подпадающих под требование о регистрации по Закону о ценных бумагах. Соответственно, Облигации и Гарантии предлагаются и продаются в США только лишь лицам, которые являются квалифицированными институциональными покупателями, в соответствии с Правилom 144A, а за пределами США – в рамках оффшорных сделок в соответствии с Положением S по Закону о ценных бумагах. Потенциальные покупатели настоящим уведомляются о том, что продавцы Облигаций могут полагаться на изъятие из положений ст. 5 Закона о ценных бумагах, предусматриваемое Правилom 144A. Касательно описания этих и определенных других ограничений по предложению, продаже и передаче Облигаций и распространения настоящего Меморандума о предложении, см. разделы *«Ограничения в отношении передачи»*, *«К сведению только резидентов Нью-Гэмпшир»* и *«К сведению некоторых европейских инвесторов»*. При приобретении вами каких-либо Облигаций, вы будете считаться предоставившим соответствующие заверения и согласившимся со всеми положениями, приведенными в таких разделах настоящего Меморандума о предложении.

Ни Комиссия США по ценным бумагам и биржам, ни какая-либо комиссия по ценным бумагам какого-либо штата США, ни какой-либо американский или неамериканский орган по ценным бумагам не утверждали и не отклоняли указанных ценных бумаг и не принимали решения и не давали заключения по существу предложения Облигаций или точности или достаточности настоящего Меморандума о предложении. Любые заверения об обратном являются уголовным преступлением в США.

В отношении возможности передачи и перепродажи Облигаций установлены некоторые ограничения, и Облигации не могут передаваться или перепродаваться, кроме случаев, когда это разрешено Законом о ценных бумагах на основании регистрации или изъятия из требования о регистрации и на основании применимых законов о ценных бумагах любой иной юрисдикции. Потенциальные покупатели должны быть осведомлены о том, что им, возможно, придется нести финансовые риски, связанные с настоящей инвестицией, в течение неопределенного периода времени.

СТАБИЛИЗАЦИЯ

В СВЯЗИ С НАСТОЯЩИМ ПРЕДЛОЖЕНИЕМ CITIGROUP GLOBAL MARKETS LIMITED (**«СТАБИЛИЗАЦИОННЫЙ МЕНЕДЖЕР»**) или лица, действующие от имени СТАБИЛИЗАЦИОННОГО МЕНЕДЖЕРА, МОГУТ РАСПРЕДЕЛЯТЬ ОБЛИГАЦИИ СВЕРХ ПРЕДУСМОТРЕННОГО ЧИСЛА ИЛИ ЗАКЛЮЧАТЬ СДЕЛКИ С ЦЕЛЬЮ ПОДДЕРЖАНИЯ РЫНОЧНОЙ ЦЕНЫ ОБЛИГАЦИЙ НА УРОВНЕ БОЛЕЕ ВЫСОКОМ, ЧЕМ ТОТ, КОТОРЫЙ МОГ БЫ В ПРОТИВНОМ СЛУЧАЕ УСТАНОВИТЬСЯ. ТЕМ НЕ МЕНЕЕ, НЕТ НИКАКОЙ ГАРАНТИИ, ЧТО СТАБИЛИЗАЦИОННЫЙ МЕНЕДЖЕР ИЛИ ЛИЦА, ДЕЙСТВУЮЩИЕ ОТ ИМЕНИ СТАБИЛИЗАЦИОННОГО МЕНЕДЖЕРА, ПРЕДПРИМУТ КАКОЕ-ЛИБО СТАБИЛИЗАЦИОННОЕ ДЕЙСТВИЕ. ЛЮБОЕ СТАБИЛИЗАЦИОННОЕ ДЕЙСТВИЕ МОЖЕТ НАЧАТЬСЯ В ДАТУ, В КОТОРУЮ ПРОИЗОЙДЕТ ДОСТАТОЧНОЕ РАСКРЫТИЕ ОКОНЧАТЕЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ОБЛИГАЦИЙ, ИЛИ ПОСЛЕ ТАКОЙ ДАТЫ И, НАЧАВШИЕСЯ, МОЖЕТ ЗАКОНЧИТЬСЯ В ЛЮБОЕ ВРЕМЯ, НО ДОЛЖНО ЗАКОНЧИТЬСЯ НЕ ПОЗДНЕЕ ДАТЫ, НАСТУПАЮЩЕЙ ЧЕРЕЗ 30 ДНЕЙ

ПОСЛЕ ДАТЫ ВЫПУСКА ОБЛИГАЦИЙ, ИЛИ ДАТЫ, НАСТУПАЮЩЕЙ ЧЕРЕЗ 60 ДНЕЙ ПОСЛЕ ДАТЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЛИГАЦИЙ (В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТОГО, КАКАЯ ИЗ УКАЗАННЫХ ДВУХ ДАТ НАСТУПИТ РАНЕЕ). ЛЮБОЕ СТАБИЛИЗАЦИОННОЕ ДЕЙСТВИЕ ИЛИ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДОЛЖНО ОСУЩЕСТВЛЯТЬСЯ СООТВЕТСТВУЮЩИМ СТАБИЛИЗАЦИОННЫМ МЕНЕДЖЕРОМ (ЛИБО ЛИЦОМ(-АМИ), ДЕЙСТВУЮЩИМ(-ИМИ) ОТ ИМЕНИ СТАБИЛИЗАЦИОННОГО МЕНЕДЖЕРА, В СООТВЕТСТВИИ С ПРИМЕНИМЫМИ ЗАКОНАМИ И ПРАВИЛАМИ.

К СВЕДЕНИЮ ТОЛЬКО РЕЗИДЕНТОВ НЬЮ-ГЭМПШИР

НИ ТОТ ФАКТ, ЧТО РЕГИСТРАЦИОННОЕ ЗАЯВЛЕНИЕ ИЛИ ЗАЯВЛЕНИЕ О ВЫДАЧЕ РАЗРЕШЕНИЯ БЫЛО ПОДАНО НА ОСНОВАНИИ ГЛАВЫ 421-В СВОДА ПЕРЕСМОТРЕННЫХ ЗАКОНОВ («СПЗ») НЬЮ-ГЭМПШИР В ШТАТЕ НЬЮ-ГЭМПШИР, НИ ТОТ ФАКТ, ЧТО КАКАЯ-ЛИБО ЦЕННАЯ БУМАГА БЫЛА ФАКТИЧЕСКИ ЗАРЕГИСТРИРОВАНА ИЛИ КАКОЕ-ЛИБО ЛИЦО ИМЕЕТ РАЗРЕШЕНИЕ В ШТАТЕ НЬЮ-ГЭМПШИР, НЕ ПОДРАЗУМЕВАЕТ ТОГО, ЧТО КАКОЙ-ЛИБО ДОКУМЕНТ, ПОДАННЫЙ НА ОСНОВАНИИ ГЛАВЫ 421-В, ЯВЛЯЕТСЯ ДОСТОВЕРНЫМ, ПОЛНЫМ И НЕ ВВОДЯЩИМ В ЗАБЛУЖДЕНИЕ. НИ КАКОЙ-ЛИБО ТАКОЙ ФАКТ, НИ ТОТ ФАКТ, ЧТО ПО КАКОЙ-ЛИБО ЦЕННОЙ БУМАГЕ ИЛИ СДЕЛКЕ МОЖЕТ БЫТЬ ИСПОЛЬЗОВАНО КАКОЕ-ЛИБО ОСВОБОЖДЕНИЕ ИЛИ ИЗЪЯТИЕ, НЕ ОЗНАЧАЕТ ТОГО, ЧТО СЕКРЕТАРЬ ШТАТА ПРИНЯЛ КАКОЕ-ЛИБО РЕШЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНО СУЩЕСТВА ИЛИ КВАЛИФИКАЦИЙ КАКОГО-ЛИБО ЛИЦА, ЦЕННОЙ БУМАГИ ИЛИ СДЕЛКИ ИЛИ РЕКОМЕНДОВАЛ ИЛИ ПРЕДОСТАВИЛ ОДОБРЕНИЕ В ОТНОШЕНИИ КАКОГО-ЛИБО ЛИЦА, ЦЕННОЙ БУМАГИ ИЛИ СДЕЛКИ. ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ КАКОМУ-ЛИБО ПОТЕНЦИАЛЬНОМУ ПОКУПАТЕЛЮ, ЗАКАЗЧИКУ ИЛИ КЛИЕНТУ КАКОГО-ЛИБО ЗАВЕРЕНИЯ, НЕ СООТВЕТСТВУЮЩЕГО ПОЛОЖЕНИЯМ НАСТОЯЩЕГО ПАРАГРАФА, ЯВЛЯЕТСЯ ПРОТИВОЗАКОННЫМ.

РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ ПО ЦИРКУЛЯРУ 230 НАЛОГОВОЙ СЛУЖБЫ США

СОГЛАСНО ЦИРКУЛЯРУ 230 НАЛОГОВОЙ СЛУЖБЫ США МЫ НАСТОЯЩИМ ДОВОДИМ ДО ВАШЕГО СВЕДЕНИЯ, ЧТО ПРИВЕДЕННОЕ В НАСТОЯЩЕМ ДОКУМЕНТЕ ОПИСАНИЕ В ОТНОШЕНИИ ВОПРОСОВ ФЕДЕРАЛЬНОГО НАЛОГООБОЖЕНИЯ НЕ БЫЛО НАПРАВЛЕНО ИЛИ СОСТАВЛЕНО С ЦЕЛЬЮ ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КАКИМ-ЛИБО НАЛОГОПЛАТЕЛЬЩИКОМ ДЛЯ ИЗБЕЖАНИЯ КАКИХ-ЛИБО САНКЦИЙ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ НА НЕГО НАЛОЖЕНЫ В СООТВЕТСТВИИ С НАЛОГОВЫМ КОДЕКСОМ США, И ТАКОЕ ОПИСАНИЕ НЕ МОЖЕТ ИСПОЛЬЗОВАТЬСЯ КАКИМ-ЛИБО НАЛОГОПЛАТЕЛЬЩИКОМ ДЛЯ ТАКИХ ЦЕЛЕЙ. ТАКОЕ ОПИСАНИЕ БЫЛО СОСТАВЛЕНО ДЛЯ ПРОДВИЖЕНИЯ ИЛИ МАРКЕТИНГА ОБЛИГАЦИЙ. КАЖДЫЙ НАЛОГОПЛАТЕЛЬЩИК ДОЛЖЕН, ИСХОДЯ ИЗ СВОИХ КОНКРЕТНЫХ ОБСТОЯТЕЛЬСТВ, ОБРАТИТЬСЯ ЗА КОНСУЛЬТАЦИЕЙ К НЕЗАВИСИМОМУ НАЛОГОВОМУ КОНСУЛЬТАНТУ.

К СВЕДЕНИЮ НЕКОТОРЫХ ЕВРОПЕЙСКИХ ИНВЕСТОРОВ

Европейская экономическая зона. Настоящий Меморандум о предложении был подготовлен на основе того, что все предложения Облигаций будут осуществлены на основании предусмотренного статьей 3 Директивы 2003/71/ЕС ("Директива о проспектах эмиссии"), реализованной в государствах-членах Европейской экономической зоны ("ЕЭЗ"), изъятия из требования о составлении проспекта эмиссии в отношении предложений Облигаций. Соответственно, любое лицо, делающее или намеревающийся сделать любое предложение Облигаций в рамках ЕЭЗ, должно делать это только при таких обстоятельствах, при которых ни у нас, ни у какого-либо Первоначального покупателя не возникает обязательства по составлению проспекта эмиссии в отношении такого предложения. Ни мы, ни Первоначальные покупатели не разрешали и не разрешаем делать какие-либо предложения Облигаций через какого-либо финансового посредника, кроме предложений, сделанных Первоначальными покупателями, которые представляют собой окончательное размещение Облигаций, предусмотренное в настоящем Меморандуме о предложении.

В отношении каждого государства-члена ЕЭЗ, которое реализовало Директиву о проспектах эмиссии (каждое - "Соответствующее Государство-член"), с даты (включительно), в которую Директива о проспектах эмиссии была реализована и принята в Соответствующем Государстве-члене ("Соответствующая дата реализации"), не осуществляется и не будет осуществляться какое-либо открытое предложение каких-либо Облигаций, являющихся предметом предложения, предусмотренного настоящим Меморандумом о предложении, в таком Соответствующем Государстве-члене, кроме как: (а) юридическим лицам, которые уполномочены или деятельность которых регулируется для работы на

финансовых рынках или, если они не имеют таких полномочий или не регулируются таким образом, корпоративной целью которых является исключительно осуществление инвестиций в ценные бумаги; (b) любому юридическому лицу, которое отвечает двум или более из следующих критериев: (i) наличие в среднем не менее 250 сотрудников в течение последнего финансового года; (ii) общая балансовая стоимость активов - более 43 млн. евро, и (iii) чистый годовой оборот - более 50 млн. евро в соответствии с данными его последней годовой или консолидированной отчетности; или (c) в любых других обстоятельствах, подпадающих под действие статьи 3(2) Директивы о проспектах эмиссии, при условии, что никакое такое предложение Облигаций не требуют ни от нас, ни от Первоначальных покупателей опубликования проспекта эмиссии в соответствии со статьей 3 Директивы о проспектах эмиссии. Для целей настоящего положения, выражение "открытое предложение Облигаций" в отношении Облигаций в любом Соответствующем Государстве-члене означает передачу через средства связи в любой форме и любыми средствами достаточной информации об условиях предложения и предлагаемых Облигациях, с тем чтобы инвестор мог принять решение о покупке или подписке на Облигации, с учетом любого изменения определения данного выражения, внесенного в таком Соответствующем Государстве-члене в силу какого-либо законодательного акта, на основании которого реализуется Директива о проспектах эмиссии в таком Соответствующем Государстве-члене, а выражение "Директива о проспектах эмиссии" означает Директиву 2003/71/ЕС и включает в себя любые соответствующие законодательные акты по реализации такой Директивы в каждом Соответствующем Государстве-члене.

Соединенное королевство Великобритании и Северной Ирландии. Настоящий Меморандум о предложении предназначен только для распределения и адресован только лицам, которые (i) обладают профессиональным опытом в вопросах, касающихся инвестиций, подпадающих под действие Статьи 19(5) Постановления 2005 г. «О финансовом стимулировании» по Закону о финансовых услугах и рынках 2000 года (с изменениями) («**Постановление о финансовом стимулировании**»), (ii) являются лицами, подпадающими под действие Статьи 49(2)(a) - (d) (компании с крупным чистым капиталом, объединения без прав юридического лица и т.д.) Постановления о финансовом стимулировании, или (iii) являются лицами, которым приглашение или побуждение к осуществлению инвестиционной деятельности (в значении статьи 21 Закона о финансовых услугах и рынках 2000 г.) в связи с выпуском или продажей каких-либо Облигаций может быть иным образом на законном основании сообщено или передано (все такие лица вместе именуются «**соответствующие лица**»). Настоящий Меморандум о предложении адресован только соответствующим лицам, и лица, которые не являются соответствующими лицами, не должны действовать в соответствии с ним или полагаться на него. Любая инвестиция или инвестиционная деятельность, к которой относится данный документ, может осуществляться только соответствующими лицами и будет являться объектом деятельности только соответствующих лиц. Облигации предлагаются исключительно «квалифицированным инвесторам», как определяется в Директиве о проспектах эмиссии, и, соответственно, на предложение Облигаций не распространяется действие обязательства об опубликовании проспекта эмиссии в значении Директивы о проспектах эмиссии.

Франция. Настоящий Меморандум о предложении не готовился в контексте публичного размещения финансовых ценных бумаг во Франции в значении Статьи L.411-1 французского кодекса *Code Monétaire et Financier* и Раздела I Книги II *Règlement Général* из *Autorité des marchés financiers* ("**АМФ**") и, следовательно, не подавался и не будет подаваться в АМФ для предварительного одобрения или представляться в АМФ для выдачи соответствующего разрешения. Следовательно, Облигации не могут прямо или косвенно предлагаться или продаваться неограниченному кругу лиц во Франции, и предложения и продажи Облигаций будут осуществляться во Франции только поставщикам инвестиционных услуг по управлению портфелями инвестиций в интересах третьих лиц (*personnes fournissant le service d'investissement de gestion de portefeuille pour le compte de tiers*) и/или квалифицированным инвесторам (*investisseurs qualifiés*), действующим в собственных интересах и/или в интересах закрытого круга инвесторов (*cercle d'investisseurs restreint*), выступающих в собственных интересах, как это определено в Статьях L.411-2 и D.411-1 по D.411-4, D.734-1, D.744-1, D.754-1 и D.764 -1 французского кодекса *Code Monétaire et Financier* и в соответствии с такими статьями. Ни настоящий Меморандум о предложении, ни какие-либо иные материалы предложения не могут быть выпущены, выданы и не могут распространяться среди неограниченного круга лиц во Франции, а также не могут использоваться в связи с каким-либо предложением о подписке при продаже Облигаций неограниченному кругу лиц во Франции. Последующая прямая или косвенная переуступка Облигаций неограниченному кругу лиц во Франции может быть осуществлена только в соответствии со статьями L.411-1, L.411-2, L.412-1 и L.621-8 по L.621- 8-3 *Code Monétaire et Financier*.

Германия. Предложение Облигаций не является публичным предложением в Федеративной Республике Германия. Облигации могут предлагаться, продаваться и приобретаться в соответствии с положениями Закона Федеративной Республики Германия «О проспекте эмиссии ценных бумаг» (с изменениями) ("**Закон о проспекте эмиссии ценных бумаг**", *Wertpapierprospektgesetz, WpPG*) и любого другого применимого закона в Германии. По немецкому законодательству не подавались никакие заявления о распространении

Облигаций среди неограниченного круга лиц в Федеративной Республике Германия или за ее пределами. Облигации не были зарегистрированы или допущены к распределению в соответствии с Законом о проспекте эмиссии ценных бумаг и, соответственно, не могут предлагаться или рекламироваться среди неограниченного круга лиц или посредством публичного рекламирования (и, соответственно, не предлагаются и не рекламируются таким образом). Соответственно, настоящий Меморандум о предложении предназначен исключительно для частного использования, и предложение делается только получателям, которым настоящий документ адресован персонально, и настоящий Меморандум о предложении не является предложением или рекламой для неограниченного круга лиц. Облигации могут быть доступны только лицам, которые являются квалифицированными инвесторами (*qualifizierte Anleger*) в значении Раздела 2, № 6 Закона о проспекте эмиссии ценных бумаг, и настоящий Меморандум о предложении и любые другие материалы предложения в отношении Облигаций адресуются только лицам, которые являются квалифицированными инвесторами (*qualifizierte Anleger*) в значении Раздела 2, № 6 Закона о проспекте эмиссии ценных бумаг. Любая перепродажа Облигаций в Германии может быть осуществлена только в соответствии с Законом о проспекте эмиссии ценных бумаг и другими применимыми законами.

Швейцария. Предложение Облигаций не является публичным предложением в Швейцарии. Облигации, предлагаемые по настоящему Меморандуму о предложении, предлагаются в Швейцарии только на основе частного размещения. Настоящий Меморандум о предложении не является проспектом эмиссии в значении Статьи 652А Федерального кодекса Швейцарии «Об обязательствах».

Италия. Предложение Облигаций не было зарегистрировано в соответствии с итальянским законодательством о ценных бумагах, и, соответственно, никакие Облигации не могут предлагаться, продаваться или передаваться, а также копии настоящего Меморандума о предложении или любого другого документа, относящегося к Облигациям, не могут распространяться в Республике Италия, кроме как (i) квалифицированным инвесторам (*investitori qualificati*), как это определено CONSOB в Постановлении № 11971 от 14 мая 1999 года (с учетом периодически вносимых изменений) ("**Постановление № 11971**"), или (ii) при обстоятельствах, на которые не распространяется действие правил о публичном предложении ценных бумаг в соответствии со Статьей 100 Законодательного декрета № 58 от 24 февраля 1998 года (с изменениями) ("**Итальянский закон о финансовых услугах**"), и Постановлением № 11971. Любое предложение, продажа или передача Облигаций или распространение копий Меморандума о предложении или любого другого документа, относящегося к Облигациям, в Республике Италия по вышеуказанным пунктам (i) или (ii) выше должны: (а) быть сделаны инвестиционной фирмой, банком или финансовым посредником, которые имеют разрешение на проведение такой деятельности в Республике Италия в соответствии с Законодательным декретом № 385 от 1 сентября 1993 года и Постановлением CONSOB № 16190 от 29 октября 2007 года и любыми другими применимыми законами и правилами; и (b) соответствовать любым другим применимым требованиям о направлении уведомлений или ограничениям, которые могут быть установлены CONSOB или Банком Италии. Обратите внимание, что в связи с последующим распределением Облигаций (с минимальным достоинством менее 50 000 евро) в Италии, в соответствии со Статьей 100-бис Итальянского закона о финансовых услугах, если не применяется изъятие из правил о публичном предложении согласно вышеуказанному пункту (ii), такое последующее распределение Облигаций на вторичном рынке в Италии должно производиться в соответствии с правилами о публичном предложении и о требованиях по проспектам эмиссии, предусмотренными Итальянским законом о финансовых услугах и Постановлением № 11971. Несоблюдение этих правил может привести к объявлению продажи таких Облигаций ничтожной и недействительной и к тому, что посредники, передающие Облигации, будут отвечать за любой ущерб, причиненный потенциальным покупателям в связи с такой продажей.

Испания. Данное предложение Облигаций не было и не будет удостоверяться или регистрироваться в Испанской Комиссии по рынку ценных бумаг (*Comisión Nacional del Mercado de Valores*), и, следовательно, Облигации не могут в той или иной форме или тем или иным путем предлагаться в Испании, за исключением случаев, когда соответствующие действие не считаются публичным предложением ценных бумаг в Испании в соответствии со Статьей 30-бис Закона «О рынке ценных бумаг» (*Ley 24/1988, de 28 de julio del Mercado de Valores*) (с изменениями и дополнениями), или на основании изъятия из требований о регистрации в соответствии со статьей 41 Королевского Указа № 1310/2005 (*Real Decreto 1310/2005, de 4 de noviembre por el que se desarrolla parcialmente la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, en materia de admisión a negociación de valores en mercados secundarios oficiales, de ofertas públicas de venta o suscripción y del folleto exigible a tales efectos*).

Люксембург. Условия, касающиеся настоящего Меморандума о предложении, не утверждались и не будут подаваться на утверждение в Люксембургскую Комиссию по надзору за финансовыми услугами (*Commission de Surveillance du Secteur Financier*) для целей осуществления публичного предложения или продажи Облигаций в Великом Герцогстве Люксембургском ("**Люксембург**"). Соответственно, Облигации не могут предлагаться или продаваться неограниченному кругу лиц в Люксембурге, будь то прямо или

косвенно, и ни настоящий Меморандум о предложении, ни любые другие циркуляры, проспекты, формы заявки, рекламные материалы или другие материалы не могут распространяться или иным способом предоставляться в Люксембурге, направляться с его территории или публиковаться в нем, кроме как с единственной целью допуска Облигаций к торгам и включения их в официальный котировальный список Люксембургской фондовой биржи и кроме как при обстоятельствах, которые не представляют собой публичного предложения ценных бумаг неограниченному кругу лиц, с учетом требований к проспектам эмиссии в соответствии с Законом Люксембурга от 10 июля 2005 года «О проспектах эмиссии ценных бумаг». Настоящий Меморандум о предложении представляет собой проспект эмиссии для целей Части IV закона Люксембурга от 10 июля 2005 г. «О проспектах эмиссии ценных бумаг».

ДОСТУПНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Мы достигли договоренности о том, что, если какие-либо Облигации являются " ценными бумагами с ограниченным обращением" в значении Правила 144(a)(3) Закона о ценных бумагах, то , в течение любого периода, когда на них не распространяется ни действие статьи 13 или 15(d) Закона США «О фондовых биржах» 1934 г. (с изменениями) («**Закон о биржах**»), ни действие изъятия из требований о предоставлении отчетности в соответствии с Правилom 12g3-2(b) по Закону о биржах, мы будем представлять любому держателю или бенефициарному собственнику таких ценных бумаг с ограниченным обращением или любому потенциальному покупателю таких ценных бумаг с ограниченным обращением, указанному таким держателем или бенефициарным собственником, или Доверительному управляющему (как определено в настоящем документе) (для последующей передачи такому держателю, бенефициарному собственнику или потенциальному покупателю), в каждом случае по требованию такого держателя, бенефициарного собственника, потенциального покупателя или Доверительного управляющего, информацию, которая должна предоставляться в соответствии с Правилom 144A(d)(4) по Закону о ценных бумагах.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИСПОЛНЕНИЯ СУДЕБНЫХ РЕШЕНИЙ

Общая часть

Эмитент был зарегистрирован в соответствии с законодательством Нидерландов, Zhaikmunai LP был образован в соответствии с законодательством острова Мэн, другие дочерние компании Группы были образованы в соответствии с законодательством Нидерландов, Британских Виргинских островов ("БВО") и Казахстана, и все работы Группы проводятся в Казахстане. Ни один из директоров Генерального Партнера, за исключением Атул Гупта, и ни один из наших старших руководителей не является резидентом Соединенных Штатов Америки или Соединенного королевства Великобритании и Северной Ирландии. Наши активы находятся за пределами Соединенных Штатов Америки и Соединенного королевства Великобритании и Северной Ирландии. Как результат, для инвесторов может оказаться невозможным вручение нам, нашим директорам или нашим руководителям процессуальных документов в Соединенных Штатах Америки или Соединенном королевстве Великобритании и Северной Ирландии или применение в отношении любого из них решения судов в Соединенных Штатах Америки или в Соединенном королевстве Великобритании и Северной Ирландии, в том числе решения, основанные на гражданско-правовых обязательствах по законодательству США или Соединенного королевства Великобритании и Северной Ирландии о ценных бумагах.

Нидерланды

Как нам сообщили, между Нидерландами и Соединенными Штатами Америки нет договора о взаимном признании и исполнении судебных решений, кроме арбитражных решений, по гражданским и коммерческим делам. Поэтому решение, вынесенное любым федеральным судом или судом штата в Соединенных Штатах Америки по таким делам, не признается и не может быть автоматически исполнено в Нидерландах. Для того чтобы получить решение, которое может быть исполнено в Нидерландах, спор придется повторно рассматривать в компетентном голландском суде. Такой суд будет вправе по своему усмотрению придавать такое значение решению любого федерального суда или суда штата в США, какое он сочтет целесообразным. Учитывая подчинение голландских компаний юрисдикции соответствующих судов в Соединенных Штатах Америки, можно ожидать, что голландские суды могут в принципе признать заключительное значение за любым окончательным и подлежащим принудительному исполнению решением такого суда в отношении договорных обязательств по соответствующему документу без пересмотра или повторного судебного слушания основных вопросов, по которым было вынесено решение. Это потребует того, чтобы (i) голландский суд был удовлетворен тем, что федеральный суд или суд штата в США обладает юрисдикцией в отношении разбирательства, (ii) было произведено надлежащее вручение процессуальных документов, (iii) разбирательства в таких судах соответствовали принципам надлежащей процедуры (*behoorlijke rechtspleging*), (iv) соответствующее судебное решение являлось окончательным и заключительным в том плане, что все права на обжалование уже были исчерпаны и никакие другие средства защиты не могут быть получены от отдельных компетентных лиц, и (v) такое решение не противоречило государственной политике Нидерландов. Однако не может быть дано никаких гарантий в том, что голландские суды признают такое значение за каким-либо окончательным и подлежащим принудительному исполнению решением соответствующих судов Соединенных Штатов Америки. Кроме того, вряд ли голландский суд будет признавать юрисдикцию и налагать гражданскую или иную ответственность по исходному иску, инициированному в Нидерландах и основанному исключительно на федеральном законодательстве Соединенных Штатов Америки о ценных бумагах.

Казахстан

Как нам сообщили, суды Казахстана не будут выносить решение о принудительному исполнению какого-либо судебного решения, вынесенного любым судом, сформированным в какой-либо иной стране, кроме как в Казахстане, в отсутствие действующего договора между такой страной и Казахстаном о взаимном исполнении судебных решений, и то лишь в соответствии с условиями такого договора. Такой договор не заключался между Республикой Казахстан и Соединенными Штатами Америки или Соединенным королевством Великобритании и Северной Ирландии. Поскольку Казахстан является участником Нью-Йоркской Конвенции 1958 года «О признании и приведении в исполнение иностранных арбитражных решений» ("**Конвенция**"), иностранные арбитражные решения, как правило, признаются и подлежат исполнению в Казахстане, с учетом оговорок, предусмотренных в Конвенции и в законодательстве Республики Казахстан.

Остров Мэн

Zhaikmunai L.P. было образовано в соответствии с законодательством острова Мэн. Как нам сообщили, любое решение о взыскании фиксированной суммы денег, полученное против Zhaikmunai L.P. в Высоком суде Англии, будет подлежать принудительному исполнению в отношении Zhaikmunai L.P. и на острове Мэн в соответствии с положениями Закона «О судебных решениях (Взаимное исполнение) (остров Мэн)» 1968 года, при условии, что такое решение является окончательным и безусловным, не было получено обманным путем и не противоречит общественному порядку на Острове Мэн, действующему на тот момент времени, и не противоречит правилам естественной справедливости на острове Мэн, действующим на тот момент времени, а также при условии соблюдения правильных процедур в соответствии с законодательством острова Мэн (включая регистрацию соответствующего решения английского суда в судах острова Мэн). На острове Мэн нет предусмотренной законом процедуры признания или приведения в исполнение судебных решений судов штатов или федеральных судов Соединенных Штатов Америки. Однако, согласно общему праву острова Мэн, решение иностранного суда, регулирующее обстоятельство права или вынесенное судами Соединенных Штатов Америки, имеющих юрисдикцию для вынесения такого решения, может быть признано и принудительно исполнено путем предъявления иска о взыскании суммы, причитающейся по такому решению иностранного суда, при условии, что такое решение суда: (i) касается уплаты долга или определенной суммы денег (не являющейся суммой, подлежащей выплате в отношении налогов или других сборов аналогичного характера или в отношении штрафа либо другого наказания); (ii) является окончательным и исчерпывающим; (iii) не было получено обманным путем; (iv) не является решением, исполнение которого будет противоречить общественному порядку на Острове Мэн, действующему на тот момент времени, и (v) не было получено при разбирательстве, которое противоречит принципам естественной справедливости, действующим на острове Мэн на тот момент времени.

Британские Виргинские острова

Приведение в исполнение решений судов Англии и Уэльса

Любое окончательное и безусловное решение о присуждении денежной суммы, полученное против Zhaikmunai L.P. или любой из его дочерних компаний в судах Англии и Уэльса, присуждающее уплату определенной суммы, может быть зарегистрировано и приведено в исполнение в качестве решения суда Британских Виргинских островов, если заявление о регистрации такого решения будет подано в течение двенадцати месяцев или такого более продолжительного периода, который будет разрешен судом, и если соответствующий суд Британских Виргинских островов посчитает справедливым и удобным привести таким образом такое решение в исполнение. С другой стороны, такое судебное решение может рассматриваться само по себе как основание для иска, так что в повторном судебном рассмотрении соответствующих вопросов не будет никакой необходимости. В любом случае, в отношении иностранного суда будет необходимо, чтобы:

- суд, выносящий соответствующее решение, обладал юрисдикцией по рассмотрению соответствующего вопроса, и Zhaikmunai L.P. или соответствующая дочерняя компания либо подчинились такой юрисдикции, либо являлись резидентами или осуществляли бы свою коммерческую деятельность в пределах такой юрисдикции, и им были бы надлежащим образом вручены соответствующие процессуальные извещения;
- соответствующее решение, вынесенное судом, не было решением в отношении пени, налогов, штрафов или аналогичных финансовых или доходных обязательств Zhaikmunai L.P. или соответствующей дочерней компании;
- при получении решения не было допущено мошенничество со стороны лица, в пользу которого было вынесено такое судебное решение, или же со стороны суда;
- признание или исполнение такого судебного решения на Британских Виргинских островах не противоречило общественному порядку;
- разбирательства, по которым было получено такое судебное решение, не противоречили принципам естественной справедливости, и
- такое решение, вынесенное судом, не являлось предметом апелляции.

Приведение в исполнение решений судов Соединенных Штатов Америки

Любое окончательное и безусловное решение о присуждении денежной суммы, полученное против Zhaikmunai L.P. или любой из его дочерних компаний в судах Соединенных Штатов Америки, присуждающее уплату определенной суммы, может само по себе рассматриваться судами Британских Виргинских островов как основание для иска, так что в повторном судебном рассмотрении соответствующих вопросов не будет никакой необходимости, при условии, что в отношении такого решения:

- суд, выносящий соответствующее решение, обладал юрисдикцией по рассмотрению соответствующего вопроса, и Zhaikmunai L.P. или соответствующая дочерняя компания либо подчинились такой юрисдикции, либо являлись резидентами или осуществляли свою коммерческую деятельность в пределах такой юрисдикции, и им были надлежащим образом вручены соответствующие процессуальные извещения;
- соответствующее решение, вынесенное судом, не было решением в отношении пени, налогов, штрафов или аналогичных финансовых или доходных обязательств Zhaikmunai L.P. или соответствующей дочерней компании;
- при получении решения не было допущено мошенничество со стороны лица, в пользу которого было вынесено такое судебное решение, или же со стороны суда;
- признание или исполнение такого судебного решения на Британских Виргинских островах не противоречило общественному порядку; и
- разбирательства, по которым было получено такое судебное решение, не противоречили принципам естественной справедливости.

ДАННЫЙ МЕМОРАНДУМ О ПРЕДЛОЖЕНИИ СОДЕРЖИТ ВАЖНУЮ ИНФОРМАЦИЮ, С КОТОРОЙ ВЫ ДОЛЖНЫ ОЗНАКОМИТЬСЯ ДО ТОГО, КАК ВЫ ПРИМИТЕ КАКОЕ-ЛИБО РЕШЕНИЕ В ОТНОШЕНИИ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ В ОБЛИГАЦИИ.

ПРОГНОЗНЫЕ ЗАЯВЛЕНИЯ

В настоящем Меморандуме о предложении содержатся прогнозные заявления. Все заявления, не являющиеся заявлениями относительно исторических фактов, включенные в настоящий Меморандум о предложении, в том числе, помимо прочего, те, которые отражают наши текущие взгляды или, в соответствующих случаях, взгляды наших директоров, в отношении результатов финансовой деятельности, бизнес-стратегии, планов и целей руководства в отношении будущих операций (включая планы развития, связанные с нашим бизнесом), имеют характер прогнозных заявлений. Такие прогнозные заявления относятся к Группе, а также к секторам и отраслям, в которых она работает. Заявления, которые включают слова "ожидается", "намеревается", "планирует", "полагает", "предполагает", "будет", "ставит целью", "может", "было бы", "возможно", "продолжить" и другие подобные заявления будущего или прогнозного характера означают, что такие заявления являются прогнозными заявлениями для целей федерального законодательства США о ценных бумагах или для любых иных целей.

Все прогнозные заявления, включенные в настоящий Меморандум о предложении, включают в себя известные и неизвестные риски и неопределенности. Соответственно, имеются или появятся важные факторы, которые могут привести к тому, что наши фактические результаты, показатели или достижения могут существенно отличаться от указанных в таких заявлениях. Такие факторы включают, помимо прочего, те, что описаны в части настоящего Меморандума о предложении, озаглавленной "*Факторы риска*", которую следует рассматривать в сочетании с другими предостерегающими заявлениями, которые включены в настоящий Меморандум о предложении. Другие важные факторы, которые могут привести к тому, что фактические результаты будут существенно отличаться от наших ожиданий, включают, среди прочего, следующее:

- волатильность и будущее снижение мировых цен на сырую нефть, газ, продукты переработки и соответствующие колебания спроса на эти продукты;
- производственные ограничения, включая поломки оборудования, трудовые споры и ограничения в переработке;
- незапланированные события или инциденты, оказывающие воздействие на работу Группы или производственных объектов, включая Установку подготовки газа;
- отмену, отсрочку, невыполнение и перерасход средств в отношении будущих проектов Группы;
- наличие или стоимость транспортных маршрутов и платежи трейдерам, взимаемые за организацию транспортировки;
- неспособность Группы точно предсказывать свои обязательства по выводу объектов из эксплуатации;
- неопределенность и затраты, присутствующие в оценочных и разведочных проектах Группы;
- изменения в законах и нормативных актах, включая неблагоприятное налоговое законодательство, нормативные изменения, влияющие на доступность разрешений и лицензий, действия правительства, которые могут повлиять на работы Группы по плановому расширению;
- возможность получения кредитов и другого финансирования;
- способность Группы к сохранению и найму квалифицированного персонала и консультантов;
- неблагоприятные изменения в экономических, социальных или политических условиях в Казахстане и отрицательные действия Правительства;
- происшествия или условия, влияющие на экспорт сырой нефти и газа;
- более низкие, чем предполагаемые по расчетам или ожидаемые, запасы сырой нефти и газа, качество и объемы добычи; и
- характеристика залежей, результаты бурения и осуществления Группой планов по расширению запасов нефти.

Любые прогнозные заявления в настоящем Меморандуме о предложении отражают наши текущие взгляды в отношении будущих событий и зависят от этих и других рисков, неясностей и предположений, касающихся деятельности Группы, результатов деятельности, стратегии роста и ликвидности.

Любые прогнозные заявления являются действительными только на дату настоящего Меморандума о предложении. Мы не берем на себя никаких обязательств относительно публичного обновления или пересмотра любых прогнозных заявлений, будь то в результате получения новой информации, будущих событий или по иным причинам.

ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИНФОРМАЦИИ О ЗАПАСАХ И ИНОЙ ИНФОРМАЦИИ

Финансовая информация

Финансовая отчетность Группы, включенная в настоящий Меморандум о предложении, была подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности ("МСФО"). Специальная сводная финансовая отчетность Jubilata Investments Limited и Claydon Industrial Limited и их дочерних компаний, ТОО «Конденсат- Холдинг» и ТОО «Жаикмунай», по состоянию на (и за год, завершившийся) 31 декабря 2007 года («Сводная финансовая отчетность 2007 года»), включенная в настоящий Меморандум о предложении, была подготовлена в соответствии с МСФО, за исключением того, что такая отчетность подготовлены на сводной основе, и поэтому не соответствует МСФО 27 "Консолидированная и отдельная финансовая отчетность".

После образования Zhaikmunai L.P. в августе 2007 года и последующей реорганизации в марте 2008 года ТОО "Жаикмунай", товарищество с ограниченной ответственностью, созданное в соответствии с законодательством Республики Казахстан и единственная производственная дочерняя компания Группы ("Жаикмунай"), стало косвенной 100%-ной дочерней компанией Zhaikmunai L.P. В настоящем Меморандуме о предложении представлена непроверенная сжатая консолидированная финансовая отчетность Zhaikmunai L.P. и его дочерних компаний по состоянию на (и за шесть месяцев, завершившихся) 30 июня 2010 года, проверенная аудиторами консолидированная финансовая отчетность Zhaikmunai L.P. и его дочерних компаний по состоянию на (и за год, завершившийся) 31 декабря 2009 года, и Сводная финансовая отчетность за 2008 год и 2007 год. После реорганизации 28 марта 2008 года Jubilata Investments Limited и Claydon Industrial Limited стали дочерними компаниями Zhaikmunai L.P.

Аудиторский отчет, подготовленный Ernst & Young LLP в отношении проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности по состоянию на (и год, завершившийся) 31 декабря 2008 г., содержит ссылку на Примечанию 2 консолидированной финансовой отчетности, относящемуся к нарушению Жаикмунаем Синдицированного Кредита, и Ernst & Young LLP, не обуславливая своего мнения какими-либо оговорками, подчеркнул в таком отчете, что зависимость Жаикмуная от рефинансирования своего долга (представляющего собой заем в рамках Синдицированного Кредита, который был отнесен к категории текущих обязательств и превышал текущие активы примерно на 363 млн. долл. США по состоянию на 31 декабря 2008 года) свидетельствовала о наличии существенной неопределенности в отношении способности Группы продолжать свою деятельность в качестве действующего предприятия. После заявления кредиторами отказа от требований в связи с таким нарушением в соответствии с соглашением о внесении изменений от 27 августа 2009 года, указанный заем был переведен в категорию долгосрочных обязательств в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности по состоянию на (и за год, завершившийся) 31 декабря 2009 года. Аудиторский отчет Ernst & Young LLP в отношении проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности по состоянию на (и за год, завершившийся) 31 декабря 2009 года, не делает какого-либо акцента на этом вопросе.

Как представлено в настоящем Меморандуме о предложении, "EBITDA" означает прибыль до вычета финансовых расходов, налогообложения, убытка от курсовой разницы, потерь и нереализованных доходов по контрактам на хеджирование, плана опциона на акции для сотрудников, износа и амортизации, а "EBIT" означает прибыль до вычета финансовых расходов, налогообложения и убытка от курсовой разницы, потерь и нереализованных доходов по контрактам на хеджирование и плана опциона на акции для сотрудников. EBITDA и EBIT являются дополнительными критериями оценки деятельности и ликвидности Группы, которые не требуются или не представляются в соответствии с МСФО. Кроме того, EBITDA и EBIT не следует рассматривать в качестве альтернатив показателей чистой прибыли, прибыли до налога на прибыль или альтернативы показателя денежной наличности от операционной деятельности как показателя прибыльности или ликвидности Группы или как меры имеющихся у Группы денежных средств для инвестирования в расширение своего бизнеса.

Хотя Zhaikmunai L.P. в настоящее время не использует EBITDA в качестве внутреннего критерия для оценки, Zhaikmunai L.P. представляет EBITDA в данном Меморандуме о предложении, поскольку Zhaikmunai L.P. полагает, что указанный показатель часто используется специалистами по ценным бумагам, инвесторами и другими заинтересованными сторонами в оценке аналогичных эмитентов, большинство из которых представляют сведения о EBITDA при предоставлении отчетов о результатах своей деятельности. Zhaikmunai L.P. представляет EBIT, поскольку Zhaikmunai L.P. считает, что указанный показатель является полезным критерием при оценке способности Zhaikmunai L.P. генерировать денежные средства и оценке результатов его деятельности в плане расходов, которые оно несет по амортизации. Тем не менее, EBITDA и EBIT как аналитические инструменты имеют ограничения, и они не должны рассматриваться в отрыве от или вместо анализа результатов деятельности Zhaikmunai L.P. В качестве критерия производительности, EBITDA и EBIT имеют некоторые ограничения по следующим причинам:

- они не отражают денежные расходы Группы или будущие потребности в капитальных расходах или договорных обязательствах;
- они не отражают изменения в потребностях оборотного капитала Группы или потребности в денежных средствах;
- они не отражают прирост или убытки в хеджировании или по валютным контрактам;
- они не отражают значительных расходов на уплату процентов по задолженности Группы или потребностей в денежной наличности, необходимой для обслуживания процентных платежей или выплат в погашение основной суммы долга по задолженности Группы;
- они не отражают разницы в налогах на прибыль, которые могут быть значительными даже для компаний, работающих в том же секторе или в той же стране;
- в случае EBITDA, хотя износ и амортизация являются безденежными статьями, амортизируемые активы часто приходится заменять в будущем, и EBITDA не отражает потребности в денежной наличности для осуществления таких замен; и
- другие компании в нашей отрасли могут рассчитывать эти критерии иным образом, нежели так, как это делаем мы, что ограничивает их полезность как сравнительных критериев.

Округление

Некоторые цифры, содержащиеся в настоящем Меморандуме о предложении, включая финансовую информацию, подверглись корректировке в плане округления. Соответственно, в некоторых случаях, сумма чисел в столбце или строке таблиц, содержащихся в настоящем Меморандуме о предложении, может не соответствовать в точности итоговой цифре в этом столбце или строке.

Определенная информация по запасам

Предупреждающее уведомление для американских инвесторов

Оценки запасов и ресурсов нефти и газа Группы на 1 июля 2009 года, представленные в настоящем Меморандуме о предложении, были выполнены по нашей просьбе Ryder Scott Company L.P., международным консультантом по нефти и газу ("**Ryder Scott**"), и представлены в отчете от 18 сентября 2009 года, вместе с письмом от 8 апреля 2010 года ("**Отчет Ryder Scott 2009 года**"), которые включены в качестве Приложения I к настоящему Меморандуму о предложении. Оценки запасов и ресурсов нефти и газа Группы на 1 июля 2008 года и 1 июля 2007, представленные в настоящем Меморандуме о предложении, были отражены Ryder Scott в отчете от 10 сентября 2008 года ("**Отчет Ryder Scott 2008 года**") и в отчете от 30 октября 2007 года ("**Отчет Ryder Scott 2007 года**", а вместе с Отчетом Ryder Scott 2008 года и Отчетом Ryder Scott 2007 года, - "**Отчеты Ryder Scott**"), соответственно. Оценки запасов, представленные в Отчете Ryder Scott 2009 года, были подготовлены в соответствии со стандартами, установленными в 2007 году Системой управления нефтяными ресурсами под эгидой Общества инженеров-нефтяников ("**ОИН**"), Американской ассоциации геологов-нефтяников, Всемирного совета по нефти и Общества инженеров по оценке нефти ("**СУНР**") (с некоторыми исключениями, указанными в них), а не в соответствии со стандартами Комиссии США по ценным бумагам и биржам ("**КББ**"). См. раздел "*Обсуждение и анализ*"

руководством финансового положения и результатов деятельности – Оценки и допущения – Запасы нефти и газа". Однако КББ недавно приняла изменения к стандартам КББ, которые делают их более соответствующими стандартам СМНР, включая возможность добровольного представления информации о вероятных и возможных запасах.

Жаикмунай сейчас перевел свою отчетность по запасам на цикл календарного года, то есть цикл отчетности, который предпочитается в нефтегазовой промышленности, и поэтому следующий отчет по запасам будет по состоянию на 31 декабря 2010 года.

Потенциальные инвесторы должны прочитать раздел "Коммерческая деятельность – Операции – Запасы нефти и газа" и Отчет Ryder Scott 2009 года для получения дополнительной информации о резервах и ресурсах Группы, планах, методах и процедурах, используемые в подготовке оценки запасов, основополагающих предположениях по ним и определении запасов и ресурсов, которыми пользуется Группа.

Данные по углеводородам

Общая часть

Мы пользуемся стандартами, установленными СМНР. Кроме того, Жаикмунай обязан предоставлять данные в соответствии с казахстанскими стандартами для целей отчетности перед государственными органами. Казахстанский метод классификации запасов нефти основывается на системе, которая использовалась в бывшем Советском Союзе, и существенно отличается от стандартной международной методологии. С 2004 года Жаикмунай пользовался услугами Ryder Scott для проведения анализа запасов углеводородов и ресурсов Группы. Если не указано иное, оценки, изложенные в настоящем Меморандуме о предложении, в отношении доказанных, вероятных и возможных запасов и ресурсов Группы, основываются на отчетах, подготовленных для Группы со стороны Ryder Scott в соответствии со стандартами, установленными СМНР. Для получения дополнительной информации об этих стандартах см. Приложение I к настоящему Меморандуму о предложении.

Для целей внутреннего учета Группа ведет учет данных, относящихся к добыче, транспортировке и продаже нефти и газового конденсата в тоннах, то есть той единице измерения, которая отражает соответствующие углеводороды в массе, и, соответственно, мы представляем информацию на такой основе и в настоящем Меморандуме о предложении. Ссылки в настоящем Меморандуме о предложении на "тонны" означают метрические тонны. Одна метрическая тонна равна 1000 килограммов.

Представление информации в Отчете Ryder Scott 2009 года

В Отчете Ryder Scott 2009 года информация представлена в следующих единицах:

- нефть и конденсат - в стандартных баррелях, содержащих 4,2 галлона ("баррели" или "барр.");
- продукция переработки - в баррелях; и
- газ - в миллионах кубических футов ("мкф").

Представление информации в настоящем Меморандуме о предложении

Исключительно в информационных целях мы представили расчеты Группы в настоящем Меморандуме о предложении следующим образом:

- нефть и конденсат - в баррелях и баррелях в сутки ("барр./сут."). Цифры в баррелях взяты из Отчета Ryder Scott 2009 года или взяты из наших внутренних документов, где они приводятся в тоннах, и переведены по коэффициенту 7,68 баррелей за тонну для сырой нефти и 8,00 баррелей за тонну для конденсата. Цифры о баррелях в сутки были получены путем деления цифр на количество дней в соответствующем периоде;
- о продукции переработки говорится как о продукции переработки, включая бутан, пропан, СУГ и жидкие углеводороды, и они представлены в баррелях. Цифры о баррелях в сутки были взяты из Отчета Ryder Scott 2009 года; и

- газ - в: (i) кубических метрах (переведенных нами по коэффициенту 35,315 кубических футов на кубический метр) и (ii) баррелях в нефтяном эквиваленте (“бнэ”) (переведенных нами по коэффициенту 150,83 кубических метра на бнэ). Эти коэффициенты пересчета учитывают удельную теплотворность каждой газовой залежи Группы.

Фактическое количество баррелей сырой нефти, которые были добыты, отгружены или проданы, может отличаться от представленного здесь эквивалент-барреля нефти, так как тонна более тяжелой нефти в баррелях будет меньше, чем тонна легкой сырой нефти. Перевод данных по другим компаниям из тонн в баррели и из кубических футов в бнэ может делаться по разным коэффициентам.

Мы представили в настоящем Меморандуме о предложении общие данные по доказанным, вероятным и возможным запасам по совокупности сырой нефти, конденсата, продукции переработки и газа. Отчеты Ryder Scott не включают эти общие цифры по запасам, и мы определили эти суммарные цифры, используя вышеприведенные коэффициенты пересчета.

Мы предполагаем, что наша добыча в 2010 году будет существенно отличаться от расчетных данных на 2010 год в Отчете Ryder Scott 2009 года. Это связано с задержкой в строительстве Установка подготовки газа (как определено ниже), которая, по предположению Отчета Ryder Scott 2009 года, должна была заработать к 1 января 2010 года. См. раздел *“Факторы риска- Запасы Группы по сырой нефти и газу, их качество и объемы добычи могут оказаться ниже расчетных или предполагаемых”*.

Расхождения в терминологии

Настоящий Меморандум о предложении и Отчет Ryder Scott 2009 года используют разную терминологию. Например, Отчет Ryder Scott 2009 года говорит о “продукции переработки” в своих расчетах запасов, тогда как настоящий Меморандум о предложении ссылается на эти ресурсы как на СУГ, включая пропан и бутан. Кроме того, Отчет Ryder Scott 2009 года говорит о планируемой газоперерабатывающей установке Группы, а в Меморандуме о предложении речь идет об установке подготовки газа (“**Установка подготовки газа**”).

Информация третьих сторон касательно рынка и отрасли Группы

Статистические данные и другая информация, содержащиеся в настоящем Меморандуме о предложении и относящиеся к нефтегазовой промышленности в Казахстане, если не указано иное, взяты из документов и других публикаций, опубликованных канцелярией Президента Республики Казахстан, Агентством по статистике Республики Казахстан, Министерством финансов Казахстана, Компетентным органом, Национальным банком Республики Казахстан (“НБК”), и из других общедоступных источников в Казахстане, включая годовой отчет НБК, Всемирного банка и Международного валютного фонда, а также из казахстанской прессы, публикаций, указов и постановлений Правительства Республики Казахстан (“**Правительство**”). Некоторые данные по рынкам и конкурентным позициям были получены из правительственных публикаций США и других сторонних источников, в том числе общедоступных данных от Всемирного банка, Отдела экономической информации журнала “Economist”, из годового Статистического обзора мировой энергетики, а также из казахстанской прессы, публикаций, указов и постановлений Правительства. Что касается представленной статистической информации, такие статистические данные могут быть получены и из других источников, хотя исходные предпосылки и методология, и, следовательно, результативные данные, могут варьироваться от источника к источнику.

Информация, описанная выше, была точно воспроизведена, и, насколько нам известно и как нам удалось установить по информации, опубликованной этими источниками, нет никаких фактов, которые были пропущены, из-за чего воспроизводимая информация стала бы неточной или вводящей в заблуждение. Там, где в настоящем Меморандуме о предложении использовалась информация третьих сторон, источник такой информации указан. Некоторые источники обновляются только периодически. Это означает, что некоторые данные за текущий период или совсем недавние периоды получить было невозможно, и мы не можем вас заверить в том, что такие данные не пересматривались или не будут пересмотрены впоследствии изменены.

В настоящем Меморандуме о предложении содержатся иллюстрации и графики, полученные из внутренней информации Zhaikmunai L.P., которая не подвергалась независимой проверке, если прямо не указано иное.

ОТСУТСТВИЕ ИНФОРМАЦИИ С ВЕБ-САЙТА

Содержание веб-сайтов Группы не является частью настоящего Меморандума о предложении.

ПРЕЗЕНТАЦИЯ ВАЛЮТЫ

Если не указано иное, в настоящем Меморандуме о предложении ссылки на “тенге” или “KZT” являются ссылками на казахстанский тенге, законную валюту Казахстана, ссылки на “доллары США” или “долл. США” являются ссылками на доллары Соединенных Штатов Америки, законную валюту Соединенных Штатов Америки, ссылки на “евро” являются ссылками на евро, а ссылки на “фунт стерлингов” является ссылкой на законную валюту Соединенного королевства Великобритании и Северной Ирландии.

На 12 октября 2010 года обменный курс доллара США на Казахстанской фондовой бирже, по сообщению НБК, составлял 147,60 тенге за 1,00 долл. США. Дальнейшие подробности относительно действующих обменных курсов приведены в разделе “Обменный курс”.

Если не указано иное, в настоящем Меморандуме о предложении контрактные суммы и расчеты исчислялись по обменному курсу 150 тенге за 1,00 долл. США только лишь в целях удобства. В настоящем Меморандуме о предложении не делается никакого заявления о том, что суммы в тенге или долларах США, приведенные в настоящем Меморандуме о предложении, могли бы быть конвертированы в доллары США или тенге, в зависимости от обстоятельств, по тому или иному курсу или могли бы быть конвертированы вообще.

ОБМЕННЫЙ КУРС

В следующей таблице приведены курсы тенге (наиболее высокий, наиболее низкий, средний и на конец периода), каждый из которых выражен в тенге и исходит из обменного курса тенге к доллару США на Казахстанской фондовой бирже согласно сообщению НБК:

Год, завершившийся 31 декабря	Наиб. высокий	Наиб. низкий	Средний ⁽¹⁾	На конец периода
			(тенге за доллар США)	
2009 г.	151,40	120,79	147,50	148,36
2008 г.	120,85	119,48	120,30	120,77
2007 г.	127,00	119,28	122,55	120,30
2006 г.	133,85	117,25	126,09	127,00
2005 г.	136,12	129,83	132,88	133,77
2004 г.	143,33	130,00	136,04	130,00
2003 г.	155,89	143,66	149,58	144,22

На конец месяца	Наиб. высокий	Наиб. низкий
		(тенге за доллар США)
Октябрь 2010 г. (по 12 октября включительно).....	147,63	147,44
Сентябрь 2010 г.	147,54	147,16
Август 2010 г.	147,78	147,12
Июль 2010 г.	147,73	147,25
Июнь 2010 г.	147,46	146,65
Май 2010 г.	147,04	146,43
Апрель 2010 г.	147,07	146,41
Март 2010 г.	147,45	146,89
Февраль 2010 г.	148,21	147,32
Январь 2010 г.	148,46	148,30

Источник: НБК

(1) Средневзвешенный курс по сообщению НБК по каждому месяцу или году в течение соответствующего периода.

Вплоть до 31 декабря 2008 года (включительно) функциональной валютой Группы были тенге. С 1 января 2009 года Группа заменила свою функциональную валюту на доллары США в результате увеличения объема закупок материалов со стороны иностранных поставщиков и других затрат перед ними, которые выражались в долларах США. Кроме того, в настоящее время все финансирование Группы выражено в долларах США. Валютой отчетности Группы был и остается доллар США. Вышеуказанные курсы могут отличаться от фактических курсов, используемых при подготовке финансовой информации Жаикмунай и

другой финансовой информации, представленной в настоящем меморандуме о предложении. Включение этих обменных курсов не означает, что соответствующие суммы в тенге фактически представляют такие суммы в долларах США или что такие суммы могли быть конвертированы в доллары США по какому-либо конкретному курсу, если это вообще было возможно.

СОДЕРЖАНИЕ

	<u>Стр</u>
КРАТКАЯ СПРАВКА.....	1
ФАКТОРЫ РИСКА	21
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОСТУПЛЕНИЙ.....	58
ЭМИТЕНТ.....	59
КАПИТАЛИЗАЦИЯ	60
ВЫБОРОЧНАЯ ФИНАНСОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ ЗА ПРОШЕДШИЕ ПЕРИОДЫ.....	61
ОБСУЖДЕНИЕ И АНАЛИЗ РУКОВОДСТВОМ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	64
РЕГИОНАЛЬНЫЙ ОБЗОР НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	87
КОММЕРЧЕСКАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ	93
НОРМАТИВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ В КАЗАХСТАНЕ.....	119
ДИРЕКТОРА И ВЫСШЕЕ РУКОВОДСТВО.....	132
УПРАВЛЕНИЕ И ПРИНЦИПЫ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ	141
ОСНОВНЫЕ ВЛАДЕЛЬЦЫ ДОЛЕЙ УЧАСТИЯ В КАПИТАЛЕ ПАРТНЕРСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ И ДОЛИ УЧАСТИЯ.....	149
СВЯЗАННЫЕ СТОРОНЫ И СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ	151
ОПИСАНИЕ ПРОЧЕЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ И ОПРЕДЕЛЕННЫХ ФИНАНСОВЫХ СОГЛАШЕНИЙ	155
ОПИСАНИЕ ОБЛИГАЦИЙ.....	157
БЕЗДОКУМЕНТАРНЫЙ УЧЕТ, ПЕРЕДАЧА И ФОРМА	233
НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ	238
ОГРАНИЧЕНИЯ В ОТНОШЕНИИ ПЕРЕДАЧИ	248
ПЛАН РАСПРЕДЕЛЕНИЯ.....	252
ЮРИДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ	255
НЕЗАВИСИМЫЕ АУДИТОРЫ	256
ГДЕ НАЙТИ ДОПОЛНИТЕЛЬНУЮ ИНФОРМАЦИЮ	257
ЛИСТИНГ И ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ.....	258
ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	261
СЛОВАРЬ ТЕХНИЧЕСКИХ И ДРУГИХ ТЕРМИНОВ.....	265
УКАЗАТЕЛЬ ПО ФИНАНСОВЫМ ОТЧЕТНОСТЯМ.....	F-1
ПРИЛОЖЕНИЕ I.....	A-1

КРАТКАЯ СПРАВКА

В данной справке освещается информация, находящаяся в разных частях настоящего Меморандума о предложении и рассказывающая о предложении и нашей коммерческой деятельности, финансовых показателях и перспективах. Данная справка содержит не всю информацию, которая может оказаться для вас важной при принятии решения об инвестиции в Облигации, и данная краткая справка должна рассматриваться и считается предоставляющей полные сведения о предложении только в контексте более подробной информации и финансовой отчетности, приведенной в других частях данного Меморандума о предложении. Прежде, чем принимать какое-либо инвестиционное решение, вы должны полностью прочитать Меморандум о предложении, включая раздел, озаглавленный "Факторы риска", а также финансовую отчетность и соответствующие примечания к ней, содержащиеся в настоящем Меморандуме о предложении.

Обзорная часть

Zhaikmunai L.P. является косвенной холдинговой компанией Жаикмуная, независимого нефтегазового предприятия, которое в настоящее время занимается разведкой, добычей и продажей сырой нефти и газового конденсата на северо-западе Казахстана. Месторождением и лицензионным участком Жаикмуная является Чинаревское месторождение, расположенное в северной части богатого нефтью Прикаспийского бассейна, одного из крупнейших нефтедобывающих регионов в Центральной Азии.

Чинаревское месторождение, площадь которого составляет приблизительно 274 кв.км., расположено в Западно-Казахстанской области, недалеко от границы между Казахстаном и Россией и недалеко от основных международных железнодорожных линий, а также поблизости от нескольких магистральных нефте- и газопроводов. Чинаревское месторождение является единственным принадлежащим Жаикмуная источником добычи и роста производства. По оценкам руководства, проведенным на основе данных, включенных в Отчет Ryder Scott 2009 года, по состоянию на 1 июля 2009 года расчетный объем суммарных доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составил 527 млн. бнэ, из которых 212 млн. барр. составляла сырая нефть и конденсат, 79 млн. барр. – СУГ, и 235 млн. бнэ - товарный газ. Также по оценкам руководства, проведенным на основе данных Отчета Ryder Scott за 2009 года, объем возможных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составляет приблизительно 556,3 млн. бнэ.

В сентябре 2004 года Thyler Holding Limited, компания, косвенно контролируемая Фрэнком Монстри, приобрела Zhaikmunai L.P., после чего в Жаикмуная была назначена новая команда руководителей для разработки и реализации новой стратегии, изначально ориентированной на увеличение добычи нефти путем увеличения объемов инвестиций в бурение и объекты обустройства месторождения, а также перевода запасов в более высокие категории запасов. Одним из аспектов стратегии Жаикмуная является увеличение объемов добычи, транспортировки и сбыта жидких продуктов (сырой нефти, конденсата и СУГ). Производство и сбыт сухого газа также имеют большое значение для Жаикмуная. Однако, в связи с тем, что вопросы маркетинга и, в особенности, транспортировки газа являются более регламентированными, Жаикмуная полагает, что добыча (производство) и продажа жидких продуктов будет представлять собой значительно большую часть будущих доходов и EBITDA по сравнению с добычей (производством) и продажей сухого газа.

В результате, в 2008 году Жаикмуная построил свой собственный нефтеконденсатный трубопровод, а также собственный железнодорожный терминал, чтобы полностью контролировать транспортировку и организацию сбыта сырой нефти и конденсата с месторождения на пункты экспортной продажи (трубопровод пролегает от Чинаревского месторождения до железнодорожного терминала в Ростошах около Уральска).

В дополнение к развитию своей собственной транспортной инфраструктуры вторым аспектом стратегии Жаикмуная в отношении жидких УВ является строительство собственной Установки подготовки газа, которая позволит Жаикмуная производить товарный жидкий конденсат (продукт более легкий, чем сырая нефть марки Brent, и продаваемый с надбавкой по сравнению с сырой нефтью марки Brent) из газоконденсатного потока. Установка подготовки газа, достигнув полной мощности, позволит Жаикмуная увеличить свою суточную добычу сырой нефти, стабилизированного конденсата и СУГ примерно с 7 261 бнэ (что представляло собой приблизительно средний суточный объем добычи нефти в первой половине 2010 года) до максимума в 28 000 бнэ. Она также позволит Жаикмуная производить сухой газ в максимальном объеме 1,3 млрд. куб.м. в год. Суммарно, Жаикмуная планирует увеличить свои объемы суточной добычи (производства) сырой нефти, конденсата, СУГ и сухого газа с примерно 7 261 бнэ (что

представляло собой приблизительный среднесуточный объем добычи нефти в первой половине 2010 года) до максимального уровня приблизительно 48 000 бнэ в первом квартале 2011 года.

С сентября 2004 по 30 июня 2010 года объем произведенных Группой вложений в бурение и объекты обустройства месторождения составил приблизительно 1,0 млрд. долл. США. Общие капитальные расходы (на денежной основе) за период в шесть месяцев, завершившийся 30 июня 2010 года, достигли 92,7 млн. долл. США, увеличившись на 186% с 24,9 млн. долл. США за период в шесть месяцев, завершившийся 30 июня 2009 года. Общие капитальные расходы (на денежной основе) за весь год, завершившийся 31 декабря 2009 года, достигли 210,6 млн. долл. США, снизившись на 3,8% с 218,0 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2008 года, что само по себе составило увеличение на 26% с 173,1 млн. долл. США по состоянию на 31 декабря 2007 года. Жаикмунай увеличил свои объемы добычи сырой нефти примерно с 826 800 барр. за год, завершившийся 31 декабря 2005 года, до приблизительно 2 690 000 барр. за год, завершившийся 31 декабря 2009 года, и, в соответствии с расчетами руководства, основанными на данных отчета о запасах, подготовленного компанией Ryder Scott, увеличил свои расчетные суммарные доказанные и вероятные запасы углеводородов с 215 млн. бнэ в 2004 году до 527 млн. бнэ в 2009 году. Жаикмунай добыл 1 314 256 барр. сырой нефти в течение первой половины 2010 года по сравнению с 1 316 051 барр. в первой половине 2009 года, около 2 690 000 барр. сырой нефти в 2009 году, около 1 860 000 барр. сырой нефти в 2008 году и около 1 848 000 барр. сырой нефти в 2007 году.

Производственные объекты Жаикмуная располагаются на Чинаревском месторождении и по состоянию на 30 июня 2010 года состояли из установки по переработке нефти с мощностью 400 000 тонн сырой нефти в год, многочисленных линий по сбору и транспортировке нефти, включая нефтепровод с месторождения до железнодорожного нефтяного терминала в Ростошах недалеко от Уральска, 17-километровый газопровод с месторождения до трубопровода Оренбург-Новопсков, действующую на газе систему производства электроэнергии, складские помещения и вахтовый поселок для работников. По состоянию на 30 июня 2010 года у Жаикмуная было 36 разведочных, оценочных и эксплуатационных скважин, из которых 12 являются эксплуатационными, на трех скважинах идут работы по испытанию, две скважины отведены под закачку воды и три скважины находятся в бурении и КРС. Кроме того, шесть скважин приостановлены, четыре - временно законсервированы в ожидании завершения работ по вводу в эксплуатацию Установки подготовки газа или КРС, а еще шесть разведочных скважин - заглушены и ликвидированы.

В мае 1997 года Жаикмуная были предоставлены лицензии на разведку и добычу в отношении Чинаревского месторождения, в которые первоначально входило все Чинаревское месторождение. В декабре 2008 года Жаикмунай получил продление своей лицензии на добычу. Новая лицензия на добычу действительна до 2033 года для всех горизонтов (кроме северо-восточной турнейской залежи, на которую лицензия на добычу действительна до 2031 года) и нефте- или газоконденсатных залежей и охватывает 185 квадратных километров лицензионного участка. Лицензия на добычу включает практически все доказанные, вероятные и возможные запасы, о которых сообщила компания Ryder Scott, по состоянию на 1 июля 2009 года. Кроме того, его лицензия на разведку была продлена еще на три года, до 26 мая 2011 года.

В октябре 1997 года Жаикмунай заключил с Правительством СРП, в которое впоследствии восемь раз вносились изменения, см. *"Коммерческая деятельность—Лицензии и контракты на недропользование—Лицензия и СРП"*. СРП устанавливает параметры для разведки и разработки Чинаревского месторождения, а также платежи, раздел прибыли, полученной от реализации добытой нефти, и налоговые обязательства, выплачиваемые Правительству. На сегодняшний день Жаикмунай выполнил все свои обязательства по капитальным вложениям в рамках СРП.

Жаикмунай начал свою первую пробную добычу нефти в октябре 2000 года, а с 1 января 2007 года начал коммерческую добычу. Продажи газа, предположительно, начнутся в ноябре 2010 года. См. *"Коммерческая деятельность—Операции—Капитальные инвестиции—Установка подготовки газа"*. В настоящее время Жаикмунай продает 85% своей сырой нефти на экспортном рынке и 15% своей сырой нефти - на внутреннем рынке. Сырая нефть Жаикмуная, как правило, продавалась одному или нескольким нефтяным трейдерам на условиях FCA (франко-перевозчик) Уральск. Однако недавно Жаикмунай начал продавать свою сырую нефть на условиях DAF (поставка до границы) и на условиях FOB (франко-борт) с тем, чтобы сократить свои общие транспортные расходы. В каждом случае Жаикмунай напрямую транспортирует всю свою сырую нефть через свой нефтепровод, строительство которого было недавно завершено, на железнодорожный погрузочный терминал в Ростошах вблизи Уральска, расположенный примерно в 120 км от Чинаревского месторождения. Далее сырая нефть перевозится по железной дороге на нефтеперерабатывающие заводы, расположенные в Финляндии и Украине.

На сегодняшний день все доходы Жаикмуная возникали за счет продажи сырой нефти. За период в шесть месяцев, завершившийся 30 июня 2010 года, Жаикмунай получил доход в размере 74,7 млн. долл. США и EBITDA в размере 43,4 млн. долл. США, по сравнению с доходом в размере 44,7 млн. долл. США и EBITDA

в размере 17,3 млн. долл. США за период в шесть месяцев, завершившийся 30 июня 2009 года, доходом в размере 116,0 млн. и EBITDA в размере 58,9 млн. долл. США в 2009 году, доходом в размере 135,9 млн. долл. и EBITDA в размере 57,1 млн. долл. США в 2008 году и доходом в размере 108,5 млн. долл. США и EBITDA в размере 58,7 млн. долл. США в 2007 году.

Кроме того, Группа построила Установку подготовки газа с двумя блоками по переработке для полной утилизации попутного газа, добываемого Группой (что имеет особое значение для продолжения ею добычи сырой нефти), и переработки газового конденсата для производства на продажу сухого газа после завершения и ввода в эксплуатацию Установки подготовки газа. Установка подготовки газа была построена ОАО "НГСК "КазСтройСервис" ("КСС"). Механическое завершение первого этапа Установки подготовки газа состоялось 29 сентября 2010 года, когда рабочая комиссия из представителей Жаикмунай, КСС, генерального проектировщика НИПИнефтегаз и семи государственных органов Республики Казахстан ("Рабочая комиссия") выдала свое официальное решение о том, что строительство Установки подготовки газа было завершено в целом в соответствии со стандартами Республики Казахстан. Холодный пуск, как ожидается, произойдет в октябре 2010 года. Холодный запуск или "заполнение газом" - это тот момент, когда установка заполняется природным газом из газопровода, куда, после ввода в эксплуатацию, Установка подготовки газа будет поставлять переработанный газ. После холодного пуска пусконаладочные работы продолжатся, пока будет идти пробная эксплуатация. Первые продажи газа ожидаются в ноябре 2010 года. В конце периода пробной эксплуатации Установка подготовки газа, как ожидается, достигнет своей проектной рабочей мощности, что приведет к полному вводу объекта в эксплуатацию. После этого будет проведено совещание с Государственной приемочной комиссией (компетентным органом, уполномоченным подтвердить, что постоянная эксплуатация может быть начата), которое, как ожидается, произойдет не позднее 31 декабря 2010 года. По состоянию на 30 июня 2010 года непогашенная задолженность перед КСС за строительство Установки подготовки газа составляла 27,6 млн. долл. США, куда входят 6,9 млн. долл. США, которые должны быть выплачены КСС по завершении строительства, и 20,7 млн. долл. США (сумма, которая после завершения возрастает до 22,7 млн. долл. США), выплачиваемые КСС после того, как Государственная Приемочная Комиссия выдаст Акт о Государственной Приемке. Другие текущие проекты включают строительство системы поддержания пластового давления (которое, как предполагается, начнется в конце 2010). Жаикмунай планирует финансировать все свои капитальные расходы в отношении монетизации своих существующих доказанных запасов за счет собственных денежных средств. Если на первом этапе Установка подготовки газа успешно войдет в эксплуатацию, а в дальнейшем будут достигнуты успешные результаты по переводу вероятных запасов в доказанные, Жаикмунай может рассмотреть строительство третьего блока подготовки газа, что представляет собой второй этап проекта. Однако в настоящее время внимание Жаикмунай сосредоточено только на завершении первого этапа Установки подготовки газа.

2 апреля 2008 года Zhaikmunai L.P. продало доли участия в капитале ограниченного товарищества, представляющие 10 000 000 Долей участия в капитале Zhaikmunai L.P. в форме ГДР в рамках глобального предложения. Примерно в тот же день, 30 000 000 Долей участия в капитале Zhaikmunai L.P. были конвертированы в ГДР в рамках внутренней реорганизации, и, вместе с 10 000 000 ГДР, реализуемых в рамках в глобального предложения, 40 000 000 ГДР были допущены к листингу и торгам 3 апреля 2008 года. 15 сентября 2009 года Zhaikmunai L.P. выпустило 75 000 000 новых Долей участия в форме Долей участия и ГДР в связи с Размещением и Подпиской Claremont.

Сильные стороны

Мы полагаем, что основными сильными сторонами Группы являются:

- *Прочная база запасов*

По оценкам руководства, основанным на Отчете Ryder Scott 2009 года, по состоянию на 1 июля 2009 года прогнозируемый объем суммарных доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составлял 527 млн. бнэ. Указанные оценочные запасы включают доказанные запасы сырой нефти и газового конденсата в объеме 58,5 млн. барр. и 153,5 барр. вероятных запасов сырой нефти и газового конденсата, наряду с 59,5 млн. бнэ доказанных запасов газа и 176 млн. бнэ вероятных запасов газа, а также 21 млн. барр. доказанных запасов СУГ и 58,1 млн. барр. вероятных запасов СУГ.

- *Возможность увеличения потенциала существующих возможных запасов*

По оценкам руководства, основанным на Отчете Ryder Scott 2009 года, на Чинаревском месторождении возможные запасы углеводородов составляют примерно 559 млн. бнэ. В соответствии с прогнозами руководства на основе данных, включенных в отчеты по запасам,

подготовленные Ryder Scott, с 1 января 2004 года Жаикмунай увеличил свои доказанные запасы углеводородов с 28 млн. бнэ до 139 млн. бнэ по состоянию на 1 июля 2009 года. Исходя из прошлых результатов деятельности и до сего дня и экспертного заключения по бурению, проводимому Жаикмунай, руководство полагает, что у Жаикмунай имеет вполне хорошее положение для продолжения перевода возможных запасов в вероятные, а вероятных запасов - в доказанные. Кроме того, в соответствии с условиями СРП Жаикмунаю разрешено проводить дальнейшую разведку Чинаревского месторождения до мая 2011 года, что может привести к открытию новых возможных запасов.

- *Хороший опыт работы на Чинаревском месторождении*

У Жаикмунай имеется большой опыт успешной разведки и добычи на Лицензионном участке. Проведенный персоналом Жаикмунай конструктивный анализ данных 3-D сейсморазведки, охватывающей все Чинаревское месторождение, позволил Жаикмунаю эффективно расположить свои скважины. Каждая эксплуатационная скважина, пробуренная с момента заключения Жаикмунаем СРП, произвела коммерчески обоснованные объемы углеводородов, и среди пробуренных на сегодняшний день скважин нет сухих. С 2004 года руководство применяет буровые установки западного стандарта и ввело конкуренцию среди буровых подрядчиков для дальнейшего улучшения эффективности бурения. Кроме того, добыча сырой нефти увеличилась в среднем с 2 210 барр. в сутки в 2004 году до, в среднем, 7 261 барр. в сутки в первой половине 2010 года. За весь год, завершившийся 31 декабря 2009 года, среднесуточная добыча нефти достигла 7 442 барр. в сутки по сравнению с 5 095 барр. в сутки за весь год, завершившийся 31 декабря 2008 года. За шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, среднесуточная добыча нефти составила 7 261 барр. в сутки, практически без изменения по сравнению с 7 271 баррелями в сутки за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2009 года.

- *Сырая нефть высокого качества*

Сырая нефть, добываемая Жаикмунаем, является высококачественной "сладкой" нефтью со средней плотностью по API от 40°-41.5° и низким содержанием серы около 0,4%. Высокое качество добываемой им сырой нефти позволяет Жаикмунаю продавать свою сырую нефть с меньшими скидками по отношению к сырой нефти марки Brent, по сравнению с другими нефтепроизводителями в регионе.

- *Выгодное местоположение*

Производственные мощности Жаикмунай расположены в Западном Казахстане, примерно в 60 километрах от границы с Россией, что сокращает общее транспортное расстояние от мест проведения работ Группы до конечных покупателей ее нефти на европейских рынках. Кроме того, места проведения работ Жаикмунай располагаются недалеко от различных транспортных маршрутов, в 17 км от газопровода Оренбург-Новопсков (строительство которого было завершено и который в настоящее время ожидает ввода в эксплуатацию) и менее чем в 100 километрах от железнодорожного сообщения и нефтепровода Атырау-Самара. Завершение строительства нефтепровода от производственных объектов Жаикмунай до его железнодорожного терминала в Ростошах вблизи Уральска дает Жаикмунаю прямой доступ к железнодорожному терминалу и возможность прямого подключения к экспортному трубопроводу на Самару, который пересекает трубопровод Жаикмунай. Местоположение Жаикмунай обеспечивает сокращенные транспортные расстояния и гибкий доступ к транспортным линиям, и каждый из таких факторов выгоден Жаикмунаю по причине сокращения транспортных расходов.

- *Выгодные условия по СРП*

В настоящее время Жаикмунай получает выгоду от относительно низкого уровня налогового бремени и выплат роялти по СРП, поскольку условия СРП в силу наличия так называемой "дедушкиной оговорки" остаются неизменными с момента его подписания в 1997 году. Как таковые, условия СРП позволяют Жаикмунаю с достаточной степенью уверенности предсказывать долю Правительства в доходах от добычи (хотя такая "дедушкина оговорка" может быть пересмотрена Правительством - см. раздел "*Факторы риска – Факторы риска, относящиеся к Казахстану - Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства*"). Подоходный налог с роялти при добыче находится в пределах 3% - 7% на сырую нефть и в пределах 4% - 9% на газ, в зависимости от уровня добычи. Доля Правительства в добыче изменяется от 10% до 40%, в зависимости от уровня производства. Однако такая доля относится к

той части добычи, которая называется "прибыльная нефть" и представляет собой объем нефти, добыча которой обеспечивает получение дохода в размере, превышающем допустимые расходы (ограничена 90% от добычи углеводородов или эквивалентной суммой в денежном выражении), тем самым позволяя возмещать капитальные расходы, понесенные Группой в связи с ее нефтяными операциями.

- *Сильная управленческая команда*

Группа выигрывает, имея руководство со значительным опытом работы в нефтегазовом секторе вообще и в Казахстане в частности. Наш Главный исполнительный директор имеет более чем 25-летний опыт работы в нефтегазовой промышленности, в том числе около 11 лет работы на развивающихся рынках для группы "Gaz de France". Кроме того, Жаикмунай ввел в ключевые департаменты, в том числе в департаменты геологии, бурения, производства и проектирования, опытных руководителей высокого ранга, имеющих в среднем 20-летний стаж работы в нефтегазовой промышленности.

Стратегия деятельности

Группа намерена продолжать эксплуатировать Жаикмунай как компанию, занимающуюся разведкой и добычей нефти и газа, в центре внимания которой находится освоение Чинаревского месторождения. Целью Группы является осуществление в максимальной степени перевода ее существующих вероятных запасов в доказанные, а возможных запасов - в вероятные, а также увеличение потенциала добычи в долгосрочной перспективе. Для достижения этих целей Группа реализует следующие стратегии:

- *Расширение существующей базы запасов*

Предполагается, что увеличение масштабов бурения и усовершенствование методов добычи нефти дадут возможность Группе перевести вероятные и возможные запасы в доказанные и вероятные. Используя существующее трехмерное сейсмическое картирование Чинаревского месторождения и свое понимание геологических особенностей Лицензионного участка, Жаикмунай планирует продолжить эффективное размещение скважин с тем, чтобы повысить возможность перевода возможных запасов в вероятные, а вероятных запасов - в доказанные. Кроме того, значительный разведочный потенциал имеют расположенные на Чинаревском месторождении пласты-коллекторы, которые Группа планирует изучить, чтобы увеличить свою базу запасов. В мае 2008 года Жаикмунай объявил о коммерческих перспективах шести открытий на Чинаревском месторождении.

- *Дальнейшее увеличение добычи жидких углеводородов*

Группа намерена увеличить ежегодную добычу сырой нефти и конденсата Жаикмуная, которая, согласно Ryder Scott, предположительно, достигнет максимума в 2015 году и в среднем составит около 62 000 барр. в сутки по сравнению со средним уровнем 7 261 барр. в сутки, добытых в первой половине 2010 года. Этот рост, как ожидается, будет достигнут за счет увеличения числа скважин, пробуренных в год, и совершенствования методов добычи нефти, а также за счет расширения площади добычи углеводородов на Чинаревском месторождении после завершения геологоразведочных работ. Например, Жаикмунай пробурил две эксплуатационные скважины, две оценочные скважины и три скважины с боковыми стволами в 2009 году и планирует бурить в среднем 13 скважин в год в период между 2011 и 2014 гг. По состоянию на 30 июня 2010 года число добывающих скважин составило 14.

- *Монетизация газовых запасов*

Значительная часть запасов Группы состоит из запасов газа. Для того чтобы эти запасы перевести в денежную форму, Группа построила первый этап Установки подготовки газа и реализовала связанные с ней проекты; первый этап строительства Установки подготовки газа будет стоить примерно 227,0 млн. долл. США. Предполагается, что указанная установка будет перерабатывать как попутный газ, так и жирный газ из газоконденсатных пластов. Переработка попутного газа, как ожидается, позволит Группе прекратить добычу газа в процессе сжигания сырой нефти, а

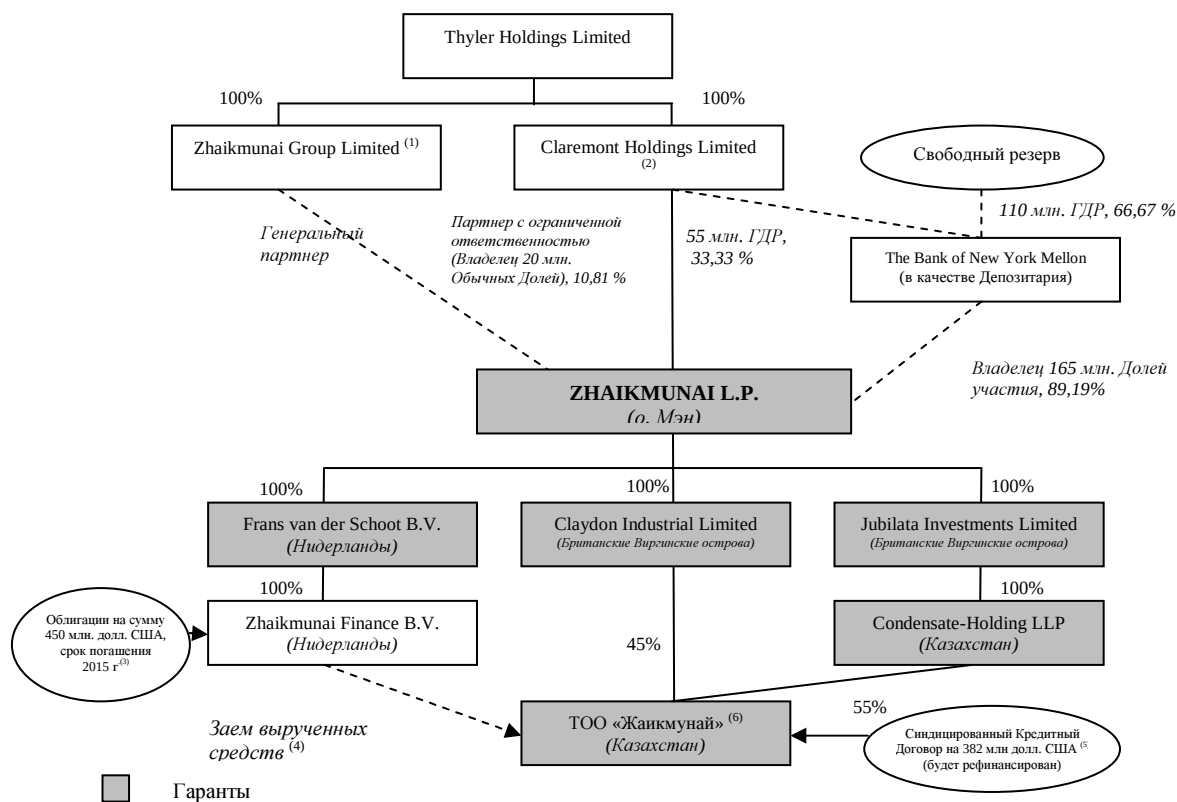
возможность перерабатывать жирный газ, как ожидается, позволит Группе начать разработку газоконденсатных месторождений на Лицензионном участке. Установка подготовки газа также будет включать работающие на газе электростанции мощностью 15 мегаватт, что, как ожидается, обеспечит месторождение всем объемом необходимой электроэнергии. Механическое завершение первого этапа Установки подготовки газа произошло 29 сентября 2010 года, когда Рабочая комиссия опубликовала свое официальное решение о том, что строительство Установки подготовки газа Жаикмуная в целом завершено в соответствии с казахстанскими стандартами. Холодный пуск предполагается в октябре 2010 года. После Холодного пуска пусконаладочные работы будут продолжаться, пока будет идти пробная эксплуатация. Первые продажи газа, как ожидается, произойдут в ноябре 2010 года. В конце пробной эксплуатации, как предполагается, Установка подготовки газа достигнет своей проектной рабочей мощности, что приведет к полному вводу объекта в эксплуатацию. Затем будет проведено совещание с Государственной приемочной комиссией, которое, как ожидается, произойдет не позднее 31 декабря 2010 года. По оценкам руководства, основанных на уровне добычи как из доказанных запасов, так и из вероятных, о которых говорится в Отчете Ryder Scott 2009 года, ежегодная добыча жирного газа и СУГ, как ожидается, достигнет максимума в 2017 году и дойдет до 4,0 млрд. куб.м. и 0,9 млрд. куб.м., соответственно.

- *Увеличение числа заказчиков и ряда выпускаемой продукции*

Группа значительно усовершенствовала свою транспортную инфраструктуру для транспортировки сырой нефти, сократив тем самым транспортные риски и затраты. В 2008 году Группа успешно завершила строительство собственного нефтепровода, который соединяет Чинаревское месторождение с железнодорожным погрузочным терминалом в Ростосах вблизи Уральска. Руководство полагает, что трубопровод предлагает более безопасный способ доставки, что повысит эффективность, снизит риски, связанные с разливом нефти, и приведет к снижению расходов за счет масштабной экономии. Затраты на строительство нефтепровода и железнодорожного терминала составили около 97 млн. долл. США. На сегодняшний день, по расчетам руководства, экономия транспортных расходов, связанных с трубопроводом, составляет около 25 долл. США за тонну. Кроме того, успешно завершено строительство 17-километрового газопровода Жаикмуная, соединяющий его с газопроводом Оренбург-Новопсков, и в настоящее время ожидается его ввод в эксплуатацию, который произойдет одновременно с вводом в эксплуатацию Установки подготовки газа. В результате улучшения инфраструктуры Компания сможет производить во второй половине 2010 года три новых продукта и будет продолжать изучать наиболее экономически эффективные транспортные маршруты для каждого из этих продуктов.

Корпоративная структура

Следующий график показывает в упрощенном виде корпоративную и финансовую структуру Zhaikmunai L.P. и его дочерних компаний по состоянию на 30 июня 2010 года, с поправками, необходимыми для осуществления предложения Облигаций. В графике не отражаются результаты Замены (см. «Краткая Справка–Замена») и в него не включены все долговые обязательства Группы.



- (1) Единственным акционером Zhaikmunai Group Limited является компания Thyler Holdings Limited, которой косвенно владеет Фрэнк Монстри. Фрэнк Монстри является председателем совета директоров Zhaikmunai Group Limited («Совет директоров»), Генерального партнера Zhaikmunai L.P.
- (2) Claremont в настоящее время владеет 55 млн. ГДР и 20 млн. Долей участия и, как результат, владеет 40,54% Долей участия в капитале Zhaikmunai L.P. (либо непосредственно, либо в форме ГДР). Каждая ГДР представляет собой одну Долю участия. 9 сентября 2010 года после получения одобрения антимонопольных органов Claremont продала 50 млн. ГДР, что составляет около 27% выпущенных Долей участия, в пользу компании KazStroyService Global B.V., филиала KCC («KSS Global»), компании, которая построила для Группы Установку подготовки газа на Чинаревском месторождении. После завершения указанной передачи KSS Global владела указанными ГДР, которые представляли собой ценные бумаги в свободном обращении. В связи с указанной продажей 50 млн. ГДР со стороны Claremont в пользу KSS Global, Claremont согласилась с тем, что она будет предпринимать разумные шаги, включая голосование в качестве партнера с ограниченной ответственностью на любом общем собрании партнеров с ограниченной ответственностью, для обеспечения того, чтобы физическое лицо, выдвинутое KSS Global (или два физических лица, если количество членов Совета Главного Партнера увеличивается до девяти директоров), было назначено в качестве директора в состав Совета директоров Генерального партнера. Из 55 млн. ГДР, которыми владеет Claremont, 23 809 524 подлежат передаче Dehus Dolmen Nominees, Аффилированному лицу Baring Vostok Capital Partners, и, в соответствии с указанной договоренностью, Baring Vostok Capital Partners выдвинуло своего представителя в состав Совета директоров Zhaikmunai Group Limited. В случае если будут осуществлены права на передачу, согласованные между сторонами, и произойдет передача 23 809 524 ГДР в пользу Dehus Dolmen Nominees, Claremont будет владеть 27,7% Долей участия в капитале Zhaikmunai L.P. (либо непосредственно, либо в форме ГДР). Ни Thyler, ни Claremont не заключали какое-либо другое соглашение, в соответствии с которым какой-либо другой директор может быть назначен в состав Совета директоров Zhaikmunai Group Limited.
- (3) Гарантии по Облигациям предоставлены со стороны Zhaikmunai L.P. и всех его дочерних компаний (кроме Эмитента), и обязательства по Облигациям и Гарантиям обеспечены (i) первоначальным залогом прав по Займу выпущенных средств, и (ii) первоначальными залогами акций Эмитента и его непосредственной холдинговой компании Frans van der Schoot B.V. («FvdS»). В этом случае единственным обеспечением исполнения обязательств по Облигациям и Гарантиям будут первоначальные залоги акций Zhaikmunai Finance BV (которая не будет иметь активов) и акций FvdS (которая является дочерней компанией без каких-либо операционных активов). Поэтому, сразу после Замены, произойдет значительное снижение обеспечения по Облигациям и Гарантиям.
- (4) После завершения сделки по размещению Облигаций Эмитент предоставит средства поступлений, полученных в результате размещения Облигаций, в заем TOO «Жаикмунай» («Заем вырученных средств»). См. также сноску (3).

- (5) ТОО "Жаикмунай" будет использовать часть поступлений, полученных в результате размещения, для выплаты непогашенных сумм по Синдицированному Кредиту, который использовался как для финансирования работ по недропользованию, так и для рефинансирования существующего на тот момент непогашенного долга, который, в свою очередь, использовался для финансирования работ по недропользованию.
- (6) ТОО "Жаикмунай" является единственной операционной дочерней компанией Zhaikmunai L.P. и владеет большей частью активов Группы.

Предложение

Нижеприведенная справка излагает основные условия данного предложения. Раздел “Описание Облигаций” настоящего Меморандума о предложении содержит более полное описание положений и условий Облигаций, включая определения некоторых терминов, используемых в этой справке.

Эмитент	Zhaikmunai Finance B.V. (“Эмитент”), вновь зарегистрированная частная компания с ограниченной ответственностью (<i>besloten vennootschap met beperkte aansprakelijkheid</i> , или B.V.), созданная и действующая по законодательству Нидерландов и являющаяся 100%-ной дочерней компанией Frans van der Schoot B.V. (“FvdS”). В дату выпуска или после указанной даты ТОО “Жаикмунай” может принять решение, при выполнении определенных условий, заменить собой Эмитента как эмитента Облигаций, после чего ТОО “Жаикмунай” возьмет на себя все обязательства Эмитента по Облигациям (“Замена”). См. “Краткая Справка—Замена”. Эмитент является специальным юридическим лицом, не занимающимся собственной приносящей доход деятельностью. Эмитент не осуществляет никакой коммерческой деятельности или работ и не имеет значительных активов, кроме займа средств, вырученных от предложения Облигаций, в пользу ТОО “Жаикмунай” (“Заем вырученных средств ”). Способность Эмитента обслуживать свою задолженность, в том числе Облигации, полностью зависит от поступления денежных средств от ТОО “Жаикмунай” в соответствии с условиями Займа вырученных средств либо на ином основании.
Гаранты	Zhaikmunai L.P., FvdS, Claydon Industrial Limited, ТОО “Конденсат-Холдинг”, Jubilata Investments Limited и ТОО “Жаикмунай” (“Гаранты”).
Предлагаемые Облигации.....	Основные облигации на совокупную основную сумму 450 млн. долл. США с процентной ставкой 10.50% и сроком погашения в 2015 году (“Облигации”).
Дата погашения	19 октября 2015 года.
Даты уплаты процентов.....	Проценты будут подлежать уплате в денежной форме раз в полгода, 19 апреля и 19 октября каждого года, начиная с 19 апреля 2011 года.
Очередность удовлетворения требований по Облигациям	Облигации будут являться основными (первоочередными) обязательствами Эмитента и: • будут иметь преимущественную очередность удовлетворения требований по ним по сравнению со всей существующей и будущей субординированной задолженностью Эмитента; • будут иметь ту же очередность удовлетворения требований по ним, что и любая существующая и будущая основная (первоочередная) задолженность Эмитента, без учета договоренностей об обеспечении ; • будут фактически представлять собой основную (первоочередную) задолженность, по сравнению со всеми настоящими или будущими обязательствами Эмитента, которые являются необеспеченными, в объеме, равном стоимости Обеспечения, в соответствии с его очередностью и в той степени, в которой обременения по нему являются действительными; • будут фактически представлять собой второстепенную задолженность, по сравнению со всей настоящей или будущей задолженностью Эмитента, обеспеченной имуществом или иными активами, помимо Обеспечения, в объеме, равном стоимости такого имущества и активов; и • будут предоставлять те же права на первоочередное удовлетворение требований по такой задолженности (в части, касающейся обращения взыскания на обеспечение), что и иная основная (первоочередная) задолженность, прямо разрешенная в соответствии с условиями соглашения об облигационном займе, регулирующего Облигации (“Соглашение”), которые должны быть обеспечены Обеспечением.
Обеспечение.....	Обязательства Эмитента по Облигациям будут обеспечены следующим обеспечением (“Обеспечение”), с учетом определенных соображений: • первоначальным залогом прав по Займу вырученных средств; и

- первоначальными залогами акций Эмитента и его непосредственной компании-акционера, FvdS.

Обеспечение, предоставляемое по Облигациям, может иметь определенные ограничения. См. *"Факторы риска—Стоимость Обеспечения, обеспечивающего исполнение обязательств по Облигациям и Гаранциям, может оказаться недостаточной для удовлетворения обязательств Эмитент и Гарантов по Облигациям и Гаранциям, соответственно, и Обеспечение, обеспечивающее исполнение обязательств по Облигациям, может, при определенных обстоятельствах, сократиться или может быть "размыто"*.

В случае если в соответствии с условиями Соглашения произойдет Замена, в результате которой ТОО "Жаикмунай" заменит собой Эмитента в качестве эмитента Облигаций, Заем вырученных средств будет уступлен или передан в порядке новации в пользу ТОО "Жаикмунай", после чего залог прав по Займу вырученных средств прекратится. В этом случае единственным обеспечением по Облигациям и Гаранциям будут первоначальные залоги акций Zhaikmunai Finance BV (которая не будет иметь активы) и акций FvdS (которая является дочерней компанией без каких-либо операционных активов). Соответственно, сразу после Замены произойдет значительное снижение в обеспеченности Облигаций и Гарантий.

Гарантии..... Облигации будут полностью и безусловно гарантированы на условиях солидарной ответственности как основные (первоочередные) обязательства ("Гарантии") со стороны Zhaikmunai LP и всех ее дочерних компаний, за исключением (до Замены) Эмитента. Обязательства Гарантов будут в договорном порядке ограничены по применимым Гаранциям с тем, чтобы отразить ограничения, установленные применимым законодательством, в том числе, помимо прочего, в отношении получения выгоды корпорациями, мошеннического перевода активов или иных законодательных ограничений, применимых к Гарантам.

Каждый Гарант, кроме ТОО "Жаикмунай", является холдинговой компанией, которая в настоящее время не осуществляет хозяйственных операций, а единственными значительными активами таких Гарантов являются акции или доли участия в капитале их дочерних компаний. ТОО "Жаикмунай" является единственной операционной дочерней компанией в этой группе с ограниченным доступом и владеет большинством активов Группы.

См. *"Описание Облигаций—Гарантии", "Факторы риска—Законодательство о мошеннической передаче, получении выгоды корпорациями или реституции при несостоятельности может негативным образом повлиять на действительность и исковую силу Гарантий и прав обеспечения, созданных на основании документов обеспечения" и "Факторы риска - Стоимость Обеспечения, обеспечивающего исполнение обязательств по Облигациям и Гаранциям, может оказаться недостаточной для удовлетворения обязательств Эмитент и Гарантов по Облигациям и Гаранциям, соответственно, и Обеспечение, обеспечивающее исполнение обязательств по Облигациям, может, при определенных обстоятельствах, сократиться или может быть "размыто"*.

Очередность удовлетворения требований по Гаранциям Каждая Гарантия по Облигациям будет представлять собой основное (первоочередное) обязательство соответствующего Гаранта и:

- будет иметь преимущественную очередность удовлетворения требований по ней по сравнению со всей существующей и будущей субординированной задолженностью такого Гаранта;
- будет иметь ту же очередность удовлетворения требований по ней, что и любая существующая и будущая основная (первоочередная) задолженность такого Гаранта, без учета договоренностей об обеспечении;

- будут фактически иметь преимущественную очередность удовлетворения требований по ней, по сравнению со всеми настоящими или будущими обязательствами такого Гаранта, которые являются необеспеченными, в объеме, равном стоимости Обеспечения, обеспечивающего соответствующую Гарантию, в соответствии с его очередностью и в той степени, в которой оно является действительным;
- будет фактически представлять собой второстепенную задолженность, по сравнению со всей настоящей или будущей задолженностью такого Гаранта, обеспеченной имуществом или иными активами, помимо Обеспечения, в объеме, равном стоимости такого имущества и активов; и
- будут предоставлять те же права на первоочередное удовлетворение требований по такой задолженности (в части, касающейся обращения взыскания на обеспечение), что и иная основная (первоочередная) задолженность, прямо разрешенная в соответствии с условиями соглашения об облигационном займе, регулирующего Облигации, которые должны быть обеспечены Обеспечением.

По состоянию на 30 июня 2010 года, на скорректированной основе после, после учета результатов данного предложения и использования чистых поступлений, вырученных от реализации данного предложения, о чём более подробно описано в разделе "Использование поступлений", объем совокупной задолженности Эмитента и Гарантов составил бы 450 млн. долл. США (не учитывая влияния любых затрат на выпуск по МСФО),.

Использование поступлений Эмитент намерен использовать поступления от предложения для предоставления Займа вырученных средств в пользу компании ТОО "Жаикмунай", который будет использоваться (i) для погашения в полном объеме суммы задолженности по соглашению с BNP Paribas о предоставлении кредита под обеспечение с преимущественным правом требования (с внесенными время от времени изменениями, "**Синдицированный Кредит**"), (ii) для оплаты затрат, сборов и расходов в связи с предложением, и (iii), если произойдет новация или прекращение договоренностей о хеджировании по Синдицированному Кредиту, для оплаты всех издержек в связи с закрытием позиций или прекращением хеджирования или подобных сумм по таким договоренностям, при этом все оставшиеся поступления должны быть использованы для общих корпоративных целей, в том числе для использования в деятельности, связанной с недропользованием.

Факультативное погашение Эмитент может погашать Облигации:

- полностью или частично в любое время с 19 октября 2013 года (включительно) по цене погашения, приведенной в данном Меморандуме о предложении, плюс начисленные и неуплаченные проценты и дополнительные суммы, если таковые имеются, на дату погашения (См. "*Описание Облигаций—Факультативное погашение*");
- в любое время и периодически до 19 октября 2013 года – га общую сумму, не превышающую 35% от совокупной основной суммы долга по Облигациям, за счет чистых вырученных средств, полученных в результате одного или нескольких предложений акций, по цене погашения, равной 110,50% основной суммы долга по таким погашаемым облигациям, вместе с начисленными, но не уплаченными процентами и дополнительными суммами, если таковые имеются, на дату погашения, при условии, что не менее 65% первоначальной основной суммы долга по облигациям, выпущенным в дату выпуска, останутся непогашенными после каждого такого погашения (см. "*Описание Облигаций—Факультативное погашение*");
- полностью, но не частично, по цене погашения, равной 100% основной суммы долга по таким погашаемым облигациям и вместе с начисленными, но не уплаченными процентами и дополнительными суммами, если таковые имеются, на дату погашения, при наступлении определенных событий, затрагивающих налогообложение; и
- полностью или частично в любое время до 19 октября 2013 года - по

	цене погашения, равной 100% основной суммы долга по таким погашаемым облигациям вместе с премией, обеспечивающей "возвращение в первоначальное положение", и вместе с начисленными, но не уплаченными процентами и дополнительными суммами, если таковые имеются, на дату погашения (См. " <i>Описание Облигаций—Факультативное погашение</i> ").
Особые вопросы, касающиеся федерального налога на прибыль в США.....	Касательно обсуждения существенных налоговых последствий при осуществлении инвестиций в Облигации, см. " <i>Налогообложение—Вопросы, касающиеся федерального подоходного налога в США</i> ".
Дополнительные суммы	Любые платежи, произведенные Эмитентом или Гарантом по Облигациям, будут производиться без удержания или вычета налогов в любой соответствующей налоговой юрисдикции, кроме случаев, когда иное требуется по закону. Если Эмитент или Гарант в силу требований закона обязан произвести удержание или вычет таких налогов в отношении какой-либо выплаты, производимой в пользу держателей Облигаций, он уплатит дополнительные суммы, необходимые для того, чтобы чистая сумма, полученная держателями Облигаций, после осуществления такого удержания была не меньше, чем сумма, которую они получили бы в отсутствие такого удержания, с учетом некоторых исключений. See " <i>Описание Облигаций—Дополнительные суммы</i> ".
Продажа активов	После определенных случаев продажи активов Эмитент должен будет направить предложение о покупке Облигаций за счет излишних вырученных средств, если таковые имеются, по цене покупки, равной 100% основной суммы долга по Облигациям, вместе с начисленными, но не уплаченными процентами и дополнительными суммами, если таковые имеются, на соответствующую дату покупки. См. " <i>Описание Облигаций—Некоторые односторонние обязательства—Ограничения в отношении продажи активов и акций Дочерних компаний</i> ".
Изменение контроля.....	При наступлении определенных случаев смены контроля, Эмитент должен будет направить предложение о выкупе Облигаций по цене, равной 110% основной суммы долга по Облигациям, вместе с начисленными, но не уплаченными процентами и дополнительными суммами, если таковые имеются, на соответствующую дату выкупа. См. " <i>Описание Облигаций—Смена контроля</i> ".
Односторонние обязательства ограничительного характера	Соглашением, регулирующим Облигации и Гарантии, будет, помимо прочего, предусматриваться ограничение возможности Zhaikmunai L.P. и его ограниченных дочерних компаний (включая Эмитента): • получать в заем дополнительные денежные средства; • выплачивать дивиденды, выкупать или обратно покупать акционерный капитал или производить иные выплаты в форме распределения капитала; • производить платежи в погашение основной суммы долга, осуществлять погашение или выкуп задолженности, которая является второстепенной по отношению к Облигациям или Гарантиям; • осуществлять определенные инвестиции; • создавать обременения; • гарантировать дополнительную задолженность; • создавать ограничения в отношении прав ограниченных дочерних компаний выплачивать дивиденды или другие суммы в пользу Zhaikmunai L.P. или его ограниченных дочерних компаний; • заключать сделки с аффилированными лицами; • продавать активы, проводить консолидацию или слияние с иными компаниями; или • наносить ущерб правам обеспечения, созданным в интересах держателей Облигаций. В отношении каждого из указанных односторонних обязательств действуют значительные исключения и оговорки.
Номинал	Облигации будут выпускаться только в зарегистрированной форме номиналом 150 000 долларов США или бóльшим номиналом, кратным 1 000 долларов США. Облигаций номиналом менее 150 000 долларов США в наличии не будет.
Ограничения в отношении передачи	Облигации и Гарантии не регистрировались и не будут зарегистрированы в соответствии с Законом о ценных бумагах или законодательством о

ценных бумагах любой другой юрисдикции, и не будут зарегистрированы. В отношении передачи и перепродажи Облигаций установлены ограничения. См. "*Ограничения в отношении передачи*". Держатели Облигаций не будут иметь возможность воспользоваться какими-либо правами, обычно предоставляемыми в силу соответствующей регистрации ценных бумаг.

Отсутствие предшествующего рынка	Облигациями будут новыми ценными бумагами, для которых не существует рынка. Хотя Первоначальные покупатели сообщили Эмитенту о том, что они намерены создать рынок Облигаций, они не обязаны этого делать, и они могут прекратить действия по формированию рынка в любое время без предварительного уведомления. Соответственно, Эмитент не может гарантировать вам того, что для Облигаций будет развиваться активный вторичный рынок или что он будет поддерживаться.
Замена.....	В дату выпуска или приблизительно в указанную дату ТОО "Жаикмунай" может принять решение, при выполнении определенных условий, заменить собой Эмитента, после чего ТОО "Жаикмунай" возьмет на себя все обязательства Эмитента по Облигациям (" Замена "). На дату настоящего Меморандума о предложении нет никакой уверенности в том, когда произойдет Замена или произойдет ли она вообще. Положения настоящего Меморандума о предложении касательно Замены приведены исключительно для описания изменений, которые могут иметь место, если ТОО "Жаикмунай" по своему усмотрению решит в будущем заменить собой Эмитента в качестве эмитента. См. " <i>Краткая Справка—Замена</i> " и " <i>Описание Облигаций—Некоторые односторонние обязательства—Замена</i> ". В случае если в соответствии с условиями Соглашения произойдет Замена, в результате которой ТОО "Жаикмунай" заменит собой Эмитента в качестве эмитента Облигаций, Заем вырученных средств будет уступлен или передан в порядке новации в пользу ТОО "Жаикмунай", после чего залог прав по Займу вырученных средств прекратится. В этом случае единственным обеспечением по Облигациям и Гаранциям будут первоначальные залоги акций Zhaikmunai Finance BV (которая не будет иметь активы) и акций FvdS (которая является дочерней компанией без каких-либо операционных активов). Соответственно, сразу после Замены произойдет значительное снижение в обеспеченности Облигаций и Гаранций.
Листинг.....	Была подана заявка на включение Облигаций в Официальный котировальный список Люксембургской фондовой биржи и на их допуск к торгам на рынке Еуго MTF в соответствии с правилами этой биржи.
Применимое право по Соглашению, Облигациям и Гарантиям.....	право Нью-Йорка.
Применимое право по Документам обеспечения.....	Английское право в отношении залога прав по Займу вырученных средств и голландское право в отношении залогов акций Эмитента и FvdS.
Доверительный управляющий	Citibank N.A.
Основной платежный агент, Платежный агент в Нью- Йорке и Трансфер-агент	Citibank N.A.
Регистратор	Citigroup Global Markets Deutschland AG .
Агент по листингу, Люксембургский платежный и трансфер-агент.....	Dexia Banque Internationale à Luxembourg <i>société anonyme</i> .
Агент по обеспечению.	Capita Trust Company Limited.

Факторы риска

Инвестирование в Облигации влечет за собой значительные риски и неопределенности. См. раздел "*Факторы риска*", в котором содержится описание некоторых рисков, с которыми вы должны внимательно ознакомиться, прежде чем инвестировать в Облигации.

Краткий обзор финансовой информации и производственных показателей

В приведенных ниже таблицах представлена в кратком виде финансовая информация за прошедшие периоды в отношении Zhaikmunaï L.P. за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года и 30 июня 2009 года, а также за годы, завершившиеся 31 декабря 2009 года, 31 декабря 2008 года и 31 декабря 2007 года. Основная финансовая информация за прошедшие периоды взята, без существенных корректировок, из непроверенной аудиторами сжатой консолидированной финансовой отчетности Zhaikmunaï L.P. и его дочерних компаний за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности в отношении Zhaikmunaï L.P. и его дочерних компаний за годы, завершившиеся 31 декабря 2009 года и 31 декабря 2008 года, и Сводной финансовой отчетности за 2007 год.

Инвесторы должны прочитать Меморандум о предложении в полном объеме, а не полагаться исключительно на эту обобщенную информацию.

Данные из отчета о прибыли

	За год, завершившийся 31 декабря			За шесть месяцев, завершившихся 30 июня	
	2009 г.	2008 г.	2007 г.	2010 г.	2009 г.
	(непровер.)				
	(в млн. долл. США)				
Сбыт сырой нефти	116,033	135,912	108,490	74,654	44,680
Себестоимость	(44,035)	(44,610)	(37,401)	(20,733)	(18,705)
Валовая прибыль	71,998	91,302	71,089	53,921	25,975
Общие и административные расходы	(29,726)	(20,299)	(12,542)	(13,671)	(14,184)
Расходы на реализацию и транспортировку нефти	(5,692)	(24,212)	(6,793)	(3,505)	(2,847)
Прибыль/(убытки) по контрактам на хеджирование	(16,909)	64,780	—	(0,060)	(15,433)
Доход от процентов	0,060	0,604	—	0,058	—
Затраты на финансирование	(7,801)	(13,171)	(6,841)	(0,654)	(3,498)
Прибыль/(убытки) от курсовой разницы	(2,184)	(1,527)	6,247	0,126	(12,624)
Прочая прибыль/(расходы)	(0,906)	1,189	0,820	(0,395)	(0,234)
Прибыль до налога на прибыль	8,840	98,666⁽¹⁾	51,980	35,820	(22,845)
Расходы на уплату налога на прибыль/приход	(27,608)	(35,188)	(15,650)	(16,243)	2,744
Чистая прибыль/(убытки)	(18,768)	63,478	36,330	19,577	(20,101)
Прочая совокупная прибыль:					
Курсовая разница при конвертации в валюту отчетности	—	(0,702)	—	—	—
Всего совокупная прибыль/(убытки) за год	(18,768)	62,776	36,330	19,577	(20,101)

(1) Прибыль до налога на прибыль за 2008 год включает значительную прибыль по хеджированию в размере 64.8 млн.долл. США.

Данные из отчета о движении денежных средств

	За год, завершившийся 31 декабря			За шесть месяцев, завершившихся 30 июня	
	2009 г.	2008 г.	2007 г.	2010 г.	2009 г.
	(непровер.)				
	(в млн. долл. США)				
Чистые денежные средства от операционной деятельности	45,934	44,223 ⁽¹⁾	48,233	24,672	13,836
Чистые денежные средства, исп. в инвестиционной деятельности	(200,673)	(195,196)	(173,105)	(71,316)	(24,918)
Чистые денежные средства от /(используемые в) финансовой деятельности	279,418	155,627 ⁽²⁾	129,166	(16,586)	39,391

(1) Общая сумма чистых денежных средств от операционной деятельности по состоянию на 31 декабря 2008 г., отраженная в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2008 года, составила 45,819 млн.долл. США (по сравнению с 44,223 млн.долл. США за тот же год, указанный в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2009 года). Разница (1,596 млн. долл. США) возникает из-за перевода прибыли по хеджированию в размере 1,596 млн. долл. США из категории чистых денежных средств, полученных от операционной деятельности, в категорию чистых денежных средств от финансовой деятельности.

- (2) Общая сумма чистых денежных средств от (используемых в) финансовой деятельности по состоянию на 31 декабря 2008 года, отраженная в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2008 года, составляла 175,109 млн.долл. США (по сравнению с 155,627 млн.долл. США за тот же год, указанный в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2009 года). Разница (19,482 млн.долл. США) возникает из-за перевода ограниченных к использованию денежных средств в размере 21,078 млн.долл. США, за минусом прибыли по хеджированию в размере 1,596 млн.долл. США, из категории текущих активов в категорию внеоборотных активов.

Данные из баланса

	По состоянию на 31 декабря			По состоянию на 30 июня
	2009 г.	2008 г.	2007 г.	2010 г.
	(в млн. долл. США)			(непровер.)
АКТИВЫ				
Внеоборотные активы				
Основные средства.....	770,953	513,491	289,533	864,952
Контракт на хеджирование по справедливой стоимости	0,098	62,923	—	0,038
Ограниченная к использованию наличность	21,358	—	—	21,486
Предоплата за оборудование и строительные работы	27,399	75,385	70,475	21,259
	819,808	651,799	360,008	907,735
Текущие активы				
Ограниченная к использованию наличность	—	21,078	—	—
ТМЗ.....	3,477	3,589	2,496	7,447
Задолженность поставщиков и подрядчиков.....	13,878	1,084	9,530	4,133
Предоплаты и прочие текущие активы	22,663	28,081	14,351	18,009
Предоплата по налогу на прибыль	5,599	5,386	—	9,040
Денежные средства и их эквиваленты.....	137,375	11,887	7,360	74,192
	182,992	71,105	33,737	112,821
Итого активы	1 002,800	722,904	393,745	1 020,556
СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
Капитал и резервы товарищества				
Уставной капитал	366,942	92,072	—	366,942
Нераспределенная прибыль и резервы.....	110,827	129,595	66,819	130,404
	477,769	221,667	66,819	497,346
Долгосрочные обязательства				
Долгосрочные займы	356,348	—	203,982	359,817
Производный финансовый инструмент	—	—	—	—
План опциона по акциям по справедливой стоимости	7,025	0,516	—	5,992
Обязательства по ликвидации и восстановлению площадок	3,373	3,411	1,299	3,777
Доля Правительства Казахстана	6,363	6,330	6,317	6,323
Отсроченные налоговые обязательства	76,659	56,940	26,191	87,959
	449,768	67,197⁽¹⁾	237,789	463,868
Текущие обязательства				
Расчеты с поставщиками и подрядчиками	66,381	60,953	36,066	51,219
Текущая часть долгосрочных займов	—	365,439	45,521	—
Текущая часть Доли Правительства Казахстана	1,028	1,031	2,062	1,017
Другие текущие обязательства.....	7,854	6,617	5,488	7,106
	75,263	434,040⁽²⁾	89,137	59,342
Итого собственный капитал и обязательства.....	1 002,800	722,904	393,745	1 020,556

- (1) Общая сумма долгосрочных обязательств по состоянию на 31 декабря 2008 г., отраженная в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2008 г., составила 66,681 млн.долл. США (по сравнению с 67,197 млн.долл. США за тот же год, как указано в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2009 г.). Разница (0,516 млн.долл. США) возникает из-за перевода плана опциона по акциям по справедливой стоимости в категорию долгосрочных обязательств из категории текущих обязательств.

- (2) Общая сумма текущих обязательств по состоянию на 31 декабря 2008 г., отраженная в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2008 г., составила US\$434,556 млн.долл. США (по сравнению с 434,040 млн.долл. США за тот же год, как указано в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2009 г.). Разница (0,516 млн.долл. США) возникает из-за перевода плана опциона по акциям по справедливой стоимости в категорию долгосрочных обязательств из категории текущих обязательств.

Финансовые показатели

	12-месячный период, завершившийся 30 июня 2010 г.
Общая задолженность (в млн. долл. США)	381,677
Чистая задолженность ⁽¹⁾ (в млн. долл.США)	288,407
EBITDA ⁽²⁾ (в млн. долл.США).....	84,872
Общая задолженность/EBITDA	4,5x
Чистая задолженность /EBITDA.....	3,4x
Скорректированные расходы по процентам ⁽³⁾ (в млн. долл.США)	27,449
EBITDA/ Скорректированные расходы по процентам	3,1x
Доход (в млн. долл.США)	146,007
Доход/ Чистая задолженность	0,5x
Общая задолженность /Собственный капитал⁽⁴⁾	0,8x

(1) Чистая задолженность включает в себя общую задолженность в размере 381 677 000 долл. США за минусом денежных средств и их эквивалентов в размере 93,270 млн. долл. США. Денежные средства и их эквиваленты включают денежные средства или их эквиваленты по состоянию на 30 июня 2010 в размере 74,192 млн. долл. США плюс ограниченная к использованию наличность в размере 21,486 млн. долл. США за вычетом средств, относящихся к ликвидационному фонду, в размере 2,408 млн. долл. США. Ограниченная к использованию наличность, необходимая по Синдицированному Кредиту, в размере 19,078 млн. долл. США (21,486 млн. долл. США за вычетом денежных средств, относящихся к ликвидационному фонду, в размере 2,408 млн. долл. США) будет высвобождена после рефинансирования Синдицированного Кредита. По состоянию на 31 августа 2010 года Группа имела денежные средства и их эквиваленты в размере 84,512 долл. США (в том числе ограниченная к использованию наличность, необходимая по Синдицированному Кредиту, в размере 19,084 млн. долл. США и денежные средства, относящихся к ликвидационному фонду, в размере 2,517 млн. долл. США).

(2) См. “—Прочие финансовые и операционные показатели”.

(3) Скорректированные расходы по процентам представляют оплаченные и капитализированные проценты, относящиеся к Синдицированному Кредиту, за вычетом платежей за анализ заявки на кредит и амортизации комиссии за организацию кредита, относящихся к Синдицированному Кредиту.

(4) Собственный капитал означает капитал товарищества и капитальные резервы, которые составили 497,346 млн. долл. США по состоянию на 30 июня 2010 года.

Прочие финансовые и операционные показатели

	За год, завершившийся 31 декабря			За шесть месяцев, завершившихся 30 июня	
	2009 г.	2008 г.	2007 г.	2010 г.	2009 г.
EBIT ⁽¹⁾⁽²⁾ (в млн. долл. США)	42,243	49,100	52,574	35,375	9,977
EBITDA ⁽¹⁾⁽³⁾ (в млн. долл.США).....	58,858	57,145	58,700	43,353	17,339
Добыча сырой нефти (барр. в сутки)	7,442	5,095	5,063	7,261	7,271
Средняя реальная цена при продаже сырой нефти (долл. США/барр.).....	46,81	82,53	58,71	77,85	51,62

(1) Как представлено в настоящем Меморандуме о предложении, “EBITDA” означает прибыль до вычета финансовых расходов, налогообложения, убытка от курсовой разницы, потерь и нереализованных доходов по контрактам на хеджирование, плана опциона на акции для сотрудников, износа и амортизации, а “EBIT” означает прибыль до вычета финансовых расходов, налогообложения и убытка от курсовой разницы, потерь и нереализованных доходов по контрактам на хеджирование и плана опциона на акции для сотрудников. EBITDA и EBIT являются дополнительными критериями оценки деятельности и ликвидности Группы, которые не требуются или не представляются в соответствии с МСФО. Кроме того, EBITDA и EBIT не следует рассматривать в качестве альтернатив показателей чистой прибыли, прибыли до налога на прибыль или денежной наличности от операционной деятельности как показателя прибыльности или ликвидности Группы или как меры имеющихся у Группы денежных средств для инвестирования в расширение своего бизнеса.

Хотя Zhaikmunai L.P. в настоящее время не использует EBITDA в качестве внутреннего критерия для оценки, Zhaikmunai L.P. представляет EBITDA в данном Меморандуме о предложении, поскольку Zhaikmunai L.P. полагает, что указанный показатель часто используется специалистами по ценным бумагам, инвесторами и другими заинтересованными сторонами в оценке аналогичных эмитентов, большинство из которых представляют сведения о EBITDA при предоставлении отчетов о результатах своей деятельности. Zhaikmunai L.P. представляет EBIT, поскольку Zhaikmunai L.P. считает, что указанный показатель является полезным критерием при оценке способности Zhaikmunai L.P. генерировать денежные средства и оценке результатов его деятельности в плане расходов, которые оно несет по амортизации. Тем не менее, EBITDA и EBIT как аналитические инструменты имеют ограничения, и они не должны рассматриваться в отрыве от или вместо анализа результатов деятельности Zhaikmunai L.P. В качестве критерия производительности, EBITDA и EBIT имеют некоторые ограничения по следующим причинам:

- они не отражают денежные расходы Группы или будущие потребности в капитальных расходах или договорных обязательствах;
- они не отражают изменения в потребностях оборотного капитала Группы или потребности в денежных средствах;
- они не отражают прирост или убытки в хеджировании или по валютным контрактам;
- они не отражают значительных расходов на уплату процентов по задолженности Группы или потребностей в денежной наличности, необходимой для обслуживания процентных платежей или выплат в погашение основной суммы долга по задолженности Группы;
- они не отражают разницы в налогах на прибыль, которые могут быть значительными даже для компаний, работающих в том же секторе или в той же стране;
- в случае EBITDA, хотя износ и амортизация являются безденежными статьями, амортизируемые активы часто приходится заменять в будущем, и EBITDA не отражает потребности в денежной наличности для осуществления таких замен; и
- другие компании в нашей отрасли могут рассчитывать эти критерии иным образом, нежели так, как это делаем мы, что ограничивает их полезность как сравнительных критериев.

(2) Следующая таблица дает сопоставление EBIT с прибылью до налога на прибыль за указанные периоды:

	За год, завершившийся 31 декабря			За шесть месяцев, завершившихся 30 июня	
	2009 г.	2008 г.	2007 г.	2010 г.	2009 г.
	(в млн. долл. США)			(в млн. долл. США)	
Прибыль до налога на прибыль	8,840	98,666 ⁽⁴⁾	51,980	35,820	(22,845)
Прибавить:					
Финансовые затраты.....	7,801	13,171	6,841	0,654	3,498
Потери по курсовой разнице/(прибыль).....	2,184	1,527	(6,247)	(0,126)	12,624
Потери/(прибыль) по контрактам на хеджирование	16,909	(64,780)	0	0,060	15,433
План опциона на акции для сотрудников	6,509	0,516	0	(1,033)	1,267
EBIT	42,243	49,100	52,574	35,375	9,977

(3) Следующая таблица дает сопоставление EBIT с прибылью до налога на прибыль за указанные периоды:

	За год, завершившийся 31 декабря			За шесть месяцев, завершившихся 30 июня	
	2009 г.	2008 г.	2007 г.	2010 г.	2009 г.
	(в млн. долл. США)			(в млн. м США)	
Прибыль до налога на прибыль	8,840	98,666	51,980	35,820	(22,845)
Прибавить:					
Финансовые затраты.....	7,801	13,171	6,841	0,654	3,498
Потери по курсовой разнице/(прибыль).....	2,184	1,527	(6,247)	(0,126)	12,624
Потери/(прибыль) по контрактам на хеджирование	16,909	(64,780)	0	0,060	15,433
План опциона на акции для сотрудников	6,509	0,516	0	(1,033)	1,267
Износ.....	16,615	8,045	6,126	7,978	7,362
EBITDA.....	58,858	57,145	58,700	43,353	17,339

Запасы нефти и газа

В следующей таблице представлены суммарные данные по доказанным, вероятным и возможным запасам углеводородов Zhaikmunai на Чинаревском месторождении на основании Отчетов Ryder Scott.

Суммарные запасы	На 1 июля 2009	На 1 июля 2008	На 1 июля 2007
<i>Доказанные</i>			
Сырая нефть и конденсат (млн.барр.).....	58,5	54,4	56,3
<i>Освоенные</i>	30,2	17,0	16,1
<i>Неосвоенные</i>	28,3	37,4	40,3
Продукция переработки (млн.барр.).....	21,1	20,2	20,5
<i>Освоенные</i>	10,0	5,6	3,3
<i>Неосвоенные</i>	11,1	14,6	17,2
Газ (млн.бнэ) ⁽¹⁾	59,5	58,8	59,9
<i>Освоенные</i>	28,2	16,8	8,6
<i>Неосвоенные</i>	31,3	42,0	51,3
Всего (млн.бнэ)⁽¹⁾	139,1	133,4	136,7
<i>Вероятные</i>			
Сырая нефть и конденсат (млн.барр.).....	153,5	162,7	104,8
Продукция переработки (млн.барр.).....	58,1	59,0	36,9
Газ (млн.бнэ) ⁽¹⁾	176,0	179,5	118,8
Всего (млн.бнэ)⁽¹⁾	387,6	401,2	260,5
<i>Возможные</i>			
Сырая нефть и конденсат (млн.барр.).....	275,9	275,9	149,5
Продукция переработки (млн.барр.).....	74,5	74,5	53,2
Газ (млн.бнэ) ⁽¹⁾	205,9	206,0	156,0
Всего (млн.бнэ)⁽¹⁾	556,3	556,4	358,7

(1) Руководство перевело данные по запасам сухого газа из кубических футов в бнэ сухого газа и исключило газ, сожженный в 2008 и 2009 годах. См. "Представление финансовой информации, информации по запасам и иной информации—Представление информации в настоящем Меморандуме о предложении".

Более подробный анализ наших запасов приведен в Приложении I к настоящему Меморандуму о предложении.

Замена

Эмитент, вновь зарегистрированная частная компания с ограниченной ответственностью (*besloten vennootschap met beperkte aansprakelijkheid*), является 100%-ной дочерней компанией Frans van der Schoot B.V. ("FvdS"). В любое время после завершения данного предложения Облигаций ТОО "Жаикмунай" может принять решение, при выполнении определенных условий, заменить собой Эмитента как эмитента Облигаций, после чего ТОО "Жаикмунай" возьмет на себя все обязательства Эмитента по Облигациям ("Замена"). См. "Описание Облигаций—Определенные односторонние обязательства—Замена".

После завершения Замены ТОО "Жаикмунай" возьмет на себя все обязательства Эмитента по Облигациям, Заем вырученных средств будет уступлен или передан в порядке новации в пользу ТОО "Жаикмунай", и залог Займа вырученных средств будет прекращен. В этом случае единственным обеспечением исполнения обязательств по Облигациям и Гарантам будут первоначальные залоги акций Zhaikmunai Finance B.V. (которая не будет иметь активов) и акций FvdS (которая является дочерней компанией без операционных активов). Вследствие этого, непосредственно после Замены произойдет значительное сокращение в имеющемся обеспечении по Облигациям и Гарантам. Непосредственно до Замены и с тем, чтобы оказать способствовать осуществлению такой Замены, ТОО "Жаикмунай", скорее всего, приобретет 100% акционерного капитала Эмитента, так что Эмитент станет 100%-ной дочерней компанией ТОО "Жаикмунай". Для получения полной информации касательно условий Замены см. "Описание Облигаций—Определенные односторонние обязательства—Замена".

По состоянию на дату настоящего Меморандума о предложении, нет никакой уверенности в том, когда именно произойдет Замена или произойдет ли она вообще. Положения настоящего Меморандума о предложении касательно Замены приведены исключительно для описания изменений, которые могут иметь место, если ТОО "Жаикмунай" по своему усмотрению решит в какой-то момент в будущем заменить собой Эмитента в качестве эмитента Облигаций.

Последние события

Добыча

Объемы добычи в июле и августе 2010 года составили 573 748 барр., увеличившись на 30,6% по сравнению с объемами добычи в 439 400 барр. за тот же период в предыдущем году. Добыча газа в июле и августе 2010 года составила примерно 1 108,9 млн. стандартных куб. футов (по сравнению с 677,2 млн. стандартными куб. футов за тот же период в 2009 году). Среднесуточная добыча сырой нефти в июле и августе 2010 года составила 9 254 барр. в сутки (по сравнению с 7 087 барр./сутки за тот же период в 2009 году).

Капитальные расходы, строительство и проектирование

В первой половине 2010 года среди строительных работ в центре внимания Группы была Установка подготовки газа. Механическое завершение первого этапа Установка подготовки газа состоялось 29 сентября 2010 года, когда Рабочая комиссия опубликовала свое официальное решение о том, что строительство Установка подготовки газа было завершено в целом в соответствии со стандартами Республики Казахстан. Холодный пуск, как ожидается, произойдет в октябре 2010 года. После холодного пуска пусконаладочные работы продолжатся, пока будет идти пробная эксплуатация. Первые продажи газа ожидаются в ноябре 2010 года. В конце периода пробной эксплуатации Установка подготовки газа, как ожидается, достигнет своей проектной рабочей мощности, что приведет к полному вводу объекта в эксплуатацию. После этого будет проведено совещание с Государственной приемочной комиссией, который, как ожидается, произойдет не позднее 31 декабря 2010 года. Полная информация относительно статуса готовности Установка подготовки газа приведена в разделе *“Коммерческая деятельность — Установка подготовки газа”*.

Соглашение по эксплуатации и техобслуживанию Установка подготовки газа

ТОО “Жаикмунай” вело переговоры с международной компанией по нефтегазовым услугам для заключения соглашения по эксплуатации и техническому обслуживанию Установка подготовки газа, по которому такая компания будет отвечать за эксплуатацию и техническое обслуживание всех механизмов и оборудования Установка подготовки газа, сроком на 36 месяцев после даты ее пуска. Окончательные условия данного соглашения еще предстоит согласовать. См. раздел *“Коммерческая деятельность — Контракты, имеющие существенное значение для нашей деятельности — Соглашение об эксплуатации и техобслуживании Установка подготовки газа”*.

Новые маршруты транспортировки

В июне и июле этого года Группа осуществила свои первые поставки сырой нефти через черноморский порт Феодосия (Украина). В общей сложности 233 444 баррелей было перевезено по железной дороге на условиях FOB (франко-борт) Феодосия, Украина, где они были погружены на танкер. Таким образом, Группа провела успешное испытание нового маршрута, который она может использовать в будущем для транспортировки сырой нефти и конденсата.

Разрешение на сжигание газа

У Жаикмунай имеется два разрешения на сжигание попутного газа, срок действия которых должен быть истечь 30 сентября 2010 года, но которые Компетентный орган согласился продлить до 31 декабря 2010 года.

Другие ключевые события

9 сентября 2010 года после получения одобрения антимонопольных органов Claremont продала 50 000 000 ГДР, что составляет около 27% выпущенных Долей участия, в пользу компании KazStroyService Global B.V. (“KSS Global”), филиала КСС, компании, которая построила для Жаикмунай Установка подготовки газа на Чинаревском месторождении. Каждая ГДР представляет одну Долю участия. После завершения указанной передачи KSS Global владела указанными ГДР, которые представляли собой ценные бумаги в свободном обращении. В связи с указанной продажей 50 млн. ГДР со стороны Claremont в пользу KSS Global, Claremont согласилась с тем, что она будет предпринимать разумные шаги, включая голосование в качестве партнера с ограниченной ответственностью на любом общем собрании партнеров с ограниченной ответственностью, для обеспечения того, чтобы физическое лицо, выдвинутое KSS Global (или два физических лица, если количество членов Совета Главного Партнера увеличивается до девяти директоров), было назначено в качестве директора в состав Совета директоров Генерального партнера. Из 55 млн. ГДР,

которыми владеет Claremont, 23 809 524 подлежат передаче Dehus Dolmen Nominees, Аффилированному лицу Baring Vostok Capital Partners, если будут осуществлены права на передачу, согласованные между Claremont и Dehus Dolmen Nominees. В настоящее время Claremont принадлежат 20 млн. Долей участия и 55 млн. ГДР, представляющих приблизительно 40,54% выпущенных Долей участия в капитале Zhaikmunai L.P. (либо непосредственно, либо в форме ГДР). В случае если будут осуществлены права на передачу, согласованные между сторонами, и произойдет передача 23 809 524 ГДР в пользу Dehus Dolmen Nominees, Claremont будет владеть 27,7% Долей участия в капитале Zhaikmunai L.P. (либо непосредственно, либо в форме ГДР). См. также *"Основные владельцы долей участия в капитале партнерства с ограниченной ответственностью и Доли участия"*.

ФАКТОРЫ РИСКА

Вы должны внимательно изучить следующую информацию об этих рисках, а также другую информацию, содержащуюся в данном Меморандуме о предложении. Если какой-либо из следующих рисков на самом деле произойдет, наша коммерческая деятельность, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности могут существенно и неблагоприятным образом пострадать. Дополнительные риски или неопределенности, в настоящее время нам неизвестные, или то, что сейчас мы полагаем маловероятными, могут также ухудшить нашу коммерческую деятельность. Мы не можем вас заверять, что любое из событий, обсуждаемых далее в разделе «Факторы риска», не будет происходить, и если они все-таки происходят, вы можете потерять полностью или частично ваши первоначально вложенные в Облигации средства.

Факторы риска, относящиеся к коммерческой деятельности Группы

У Группы есть только права на разведку и добычу нефти и газа в пределах Чинаревского месторождения, и такое право является единственным источником доходов Группы.

Жаикмунай проводит свои работы на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении ("**Чинаревское месторождение**") в соответствии с лицензией на недропользование ("**Лицензия**"), которая является частью соответствующего соглашения о разделе продукции ("**СРП**"), которое истекает в 2031 году (в отношении турнейского участка) и в 2033 году (в отношении остальной части Чинаревского месторождения). Деятельность Жаикмунай на Лицензионном участке является единственным источником доходов Группы, при этом Жаикмунай начал коммерческую добычу только в январе 2007 года. У Группы нет и в настоящее время у нее нет никаких планов приобретения любых других прав на добычу нефти или углеводородов где-либо в Казахстане или за рубежом. Как результат, успех Группы зависит исключительно от успеха ее деятельности на Лицензионном участке. Любое событие, которое негативно повлияет на возможность Группы проводить работы на Чинаревском месторождении, может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности и может привести к расторжению СРП и аннулированию Лицензии. Любые перебои в ведении по СРП и лицензии, расторжение СРП или отзыв лицензии приведут к полному нарушению притока доходов Жаикмунай, что существенно и негативным образом скажется на выплате процентов держателям Облигаций и погашении основной суммы долга.

Прогноз объемов добычи Группы исходит из того, что Установка подготовки газа будет работать на полную или почти на полную мощность. Если Установка подготовки газа не будет работать на полную или почти на полную мощность, это может привести к сокращению или приостановке процесса добычи углеводородов Группой.

Группа построила первый этап своей Установки подготовки газа с двумя блоками по переработке для полной утилизации попутного газа, добываемого Группой, что имеет особое значение для продолжения его добычи нефти, и для переработки газового конденсата для производства на продажу сухого газа, конденсата и СУГ. Установка подготовки газа была построена КСС. Предпусковые работы по завершению Установки подготовки газа начались в июне 2010 года. Механическое завершение первого этапа Установки подготовки газа состоялось 29 сентября 2010 года, когда рабочая комиссия из представителей Жаикмунай, КСС, генерального проектировщика НИПИнефтегаз и семи государственных органов Республики Казахстан ("**Рабочая комиссия**") опубликовала свое официальное решение о том, что строительство Установки подготовки газа завершилось в целом в соответствии со стандартами Республики Казахстан. Холодный запуск, как ожидается, произойдет в октябре 2010 года. Холодный запуск, или "заполнение газом", - это тот момент, когда установка заполняется природным газом из газопровода, куда, после ввода в эксплуатацию, Установка подготовки газа будет поставлять переработанный газ. После холодного запуска пусконаладочные работы продолжатся, пока будет идти пробная эксплуатация. Первые продажи газа ожидаются в ноябре 2010 года. В конце периода пробной эксплуатации Установка подготовки газа, как ожидается, достигнет своей рабочей проектной мощности, что приведет к полному вводу объекта в эксплуатацию. После этого будет проведено совещание с Государственной приемочной комиссией (компетентным органом, уполномоченным подтвердить, что постоянная эксплуатация может быть начата), которое, как ожидается, произойдет не позднее 31 декабря 2010 года.

Исторически, до завершения Установки подготовки газа, Жаикмунай сжигал попутный газ в соответствии с разрешениями на сжигание газа ("**Разрешения на сжигание газа**"), выданные Компетентным органом, ранее известным как Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан и недавно реорганизованным в Министерство нефти и газа Республики Казахстан ("**Компетентный орган**"). Как только Установка подготовки газа начнет работать, у Жаикмунай не будет больше необходимости сжигать

попутный газ. Разрешения на сжигание газа, выданные Жаикмунай, должны были истечь 30 сентября 2010 года, однако Компетентный орган согласился продлить их до 31 декабря 2010 года. Жаикмунай не намерен продлевать дальше Разрешения на сжигание газа. Если Установка подготовки газа перестанет функционировать из-за операционных рисков и опасностей, Группе придется обращаться за новыми Разрешениями на сжигание газа от Компетентного органа, чтобы сжигать попутный газ, и нет никакой гарантии, что они будут выданы. Если такие разрешения не будут выданы, Группе, возможно, придется сократить или приостановить свою производственную деятельность, поскольку уровни добычи будут основываться на предпосылке о том, что Установка подготовки газа функционирует на полную мощность, что может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности. См. раздел *"Группа может столкнуться с рисками и осложнениями при бурении, разведке и добыче, которые могут негативным образом сказаться на плановых объемах, качестве и затратах"*.

Руководство полагает, что контракт на покупку газа будет окончательно согласован к моменту начала работы Установки подготовки газа. Незавершение Установки подготовки газа и отсутствие контракта на покупку газа вопреки планам руководства могут привести к приостановке добычи нефти Группой, задержке коммерческой добычи газа, конденсата и СУГ и/или значительным штрафам (например, штрафам, размер которых будет в десять раз больше обычных штрафов, выплачиваемых при разрешении сжигания) при продолжении добычи нефти и окажут существенное негативное воздействие на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Любой сбой, касающийся Установки подготовки газа, который приводит к приостановке или сокращению добычи, может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группа может быть не в состоянии при необходимости, время от времени, привлекать дополнительное финансирование; это может негативно повлиять на возможность продолжения стратегии коммерческой деятельности.

Группе может время от времени требоваться дополнительный капитал или долговое финансирование для выполнения своих обязательств по инвестированию капиталу и удовлетворения потребности в ликвидности. Возможности Группы по организации финансирования и стоимость финансирования в целом зависят от многих факторов, в том числе:

- экономических условий и рынков капитала вообще и рынков долгового капитала с рейтингом ниже инвестиционного, в частности;
- доверия инвестора к нефтегазовой промышленности, к Казахстану и к Группе;
- результатов коммерческой деятельности Группы;
- изменений в законодательстве и регулировании;
- доступности кредитов от банков и других кредиторов, и
- положений налогового законодательства и законодательства о ценных бумагах, которые способствуют привлечению капитала

Условия, на которых в будущем может предоставляться субсидирование или финансирование, могут оказаться неприемлемыми, либо субсидирование или финансирование может вообще не быть доступным. Если дополнительные средства привлекаются путем принятия Группой на себя задолженности, это может привести к увеличению доли заемных средств Группы и к на нее могут распространяться дополнительные или более ограничительные финансовые односторонние обязательства и коэффициенты. Неспособность Группы получить финансирование в будущем может иметь существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Наличие у Группы высокой доли заемных средств может, помимо прочего, затруднить обслуживание долга Группы и осуществление ею коммерческой деятельности.

Группа в настоящее время использует и в дальнейшем планирует использовать долговое финансирование для будущих операций и проектов Жаикмунай. По состоянию на 30 июня 2010 года, с учетом

предположительных результатов реализации настоящего предложения Облигаций (включая использование поступлений от такого предложения), Группа имела бы 450 млн. долл. США в заемных средствах (без учета влияния, согласно МСФО, каких-либо расходов на выпуск ценных бумаг). См. раздел "*Капитализация*". В результате, риски, обычно связанные с долговым финансированием, могут оказать влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности. Например, существенная доля заемных средств у Группы может:

- еще больше затруднить Группе обслуживание своего долга;
- заставить Группу выделять значительную часть своей денежной наличности от операционной деятельности на выплаты по своим долгам, что может уменьшить средства для пополнения оборотного капитала, капиталовложений и других общих корпоративных целей;
- ограничивать доступность кредита по контрактам на хеджирование, что может еще больше осложнить Группе доступ к новым механизмам хеджирования;
- увеличить уязвимость Группы в случае неблагоприятных общеэкономических условий или условий конкретной отрасли, в частности; и
- ограничить возможности Группы заимствовать дополнительные средства или увеличить стоимость таких заимствований, особенно в связи с финансовыми и другими ограничительными односторонними обязательствами, содержащимися в соглашениях, регулирующих ее долг.

Кроме того, если платежи по основной сумме долга, подлежащие уплате при погашении, не смогут быть рефинансированы, продлены или выплачены за счет средств поступлений от других операций с капиталом, например, за счет долгового капитала или средств, вырученных от размещения дополнительных Долей участия в Zhaikmunaï L.P., то денежная наличность Группы может оказаться недостаточной для того, чтобы погасить все долги, сроки погашения которых наступают.

Кроме того, сложившиеся процентные ставки или другие факторы, действующие на момент рефинансирования, например, возможное нежелание кредиторов осуществлять коммерческие кредиты в Казахстане, могут также привести к повышению процентных ставок, и тогда увеличение процентных расходов отрицательно повлияет на способность Группы обслуживать долг и завершить свою программу капитальных вложений.

Группа полагается на транспортные системы, которые находятся в собственности и под управлением третьих лиц и которые могут стать недоступными. Группа может не получить доступа к ним или к альтернативным транспортным системам.

У Группы в настоящее время нет функциональных возможностей для самостоятельной транспортировки сырой нефти на экспорт. Хотя сейчас добываемая на Чинаревском месторождении нефть доставляется на экспорт по нефтепроводу на железнодорожный погрузочный терминал в Ростошах вблизи Уральска (оба объекта принадлежат Группе), для транспортировки железнодорожным транспортом своей нефти до конечных заказчиков Группа полагается на третьих лиц. Такие же механизмы транспортировки будут использоваться в будущем для перевозки конденсата. Кроме того, Группе необходимо будет ввести в действие способы доставки в будущем произведенного газа, бутана и пропана, для транспортировки которых также потребуется принадлежащая третьим лицам инфраструктура.

Транспортировка железнодорожным транспортом

После доставки нефти на принадлежащий Группе железнодорожный терминал, она затем отправляется по железной дороге на НПЗ в Финляндии и Украине. Добываемая нефть, как правило, доставляется на условиях FCA (франко-перевозчик) Уральск, и один или несколько нефтетрейдеров, которые заключили контракт на покупку продукции Группы, организуют метод доставки по железной дороге из Уральска в Финляндию и Украину. Хотя транспортные расходы несет соответствующий трейдер, эти расходы отражаются в цене, которую платят Группе за ее добычу ("**Чистая выручка**"). Соответственно, расходы, связанные с транспортировкой нефти до его конечного покупателя, будут влиять на получаемые Группой доходы. Недавно Жаикмунай начал продавать свою нефть на условиях DAF (поставка до границы) и FOB (франко-борт) для того, чтобы сократить свои совокупные транспортные расходы. Конденсат будет либо смешиваться с сырой нефтью на месторождении и транспортироваться с сырой нефтью по железной дороге, либо будет перевозиться отдельно.

Наличие достаточного количества вагонов, которые в Казахстане являются собственностью АО

"Национальная компания "Казахстан Темир Жолы" ("КТЖ"), или арендованы и принадлежат частным операторам, влияет на стоимость транспортных расходов и, следовательно, на Чистую выручку, получаемую Группой. Недостаток или высокая стоимость вагонов может оказать негативное влияние на Чистую выручку Группы и, таким образом, будет иметь существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Эффективность железнодорожного транспорта в качестве метода транспортировки для Группы сильно зависит от транспортной инфраструктуры России, поскольку вагоны должны проходить по российским железным дорогам. Любые факторы, которые приводят к увеличению затрат на транспортировку железнодорожным транспортом в России, могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Любое сокращение или прекращение доступа к железнодорожной инфраструктуре, будь то из-за серьезных неисправностей, вопросов безопасности, политических событий или других форс-мажорных событий, может иметь существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Транспортировка сухого газа, бутана и пропана

Добываемый в настоящее время газ сжигается на факелах в соответствии с Разрешениями на сжигание газа. Группа предполагает, что по завершении и вводу в эксплуатацию Установки подготовки газа, произведенный в будущем сухой газ будет транспортироваться по ее 17-километровому газопроводу (который завершен и будет сдан в эксплуатацию вместе с Установкой подготовки газа), связывающему Чинаревское месторождение с газопроводом Оренбург-Новопсков, который станет точкой продажи газа покупателям. Поскольку альтернативного маршрута для доставки сухого газа с Чинаревского месторождения нет, то, если Группа не сможет согласовать благоприятные условия для продажи своего сухого газа с покупателями, такими как "КазРосГаз" (совместное предприятие между "КазМунайГаз" и "Газпром"), Группе придется продавать свою газовую продукцию на местном рынке, на котором могут сложиться неблагоприятные цены. Это может иметь существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группа предполагает, что в будущем производимый СУГ будет доставляться автоцистернами на железнодорожный терминал третьей стороны в Уральске для дальнейшей перевозки по железной дороге до ожидаемых конечных рынков в Восточной Европе и в черноморском регионе. Поскольку у Группы нет собственного парка грузовых автомобилей для перевозки СУГ, она заключила соглашения со сторонними подрядчиками на транспортировку. Если такие сторонние подрядчики нарушат или не будут выполнять свои обязательства в соответствии с соглашениями о транспортировке, Жаикмунай может оказаться не в состоянии производить или поставлять СУГ в соответствии с намеченными планами. Кроме того, аналогично перевозке сырой нефти и конденсата, дальнейшая транспортировка СУГ будет зависеть от российской железнодорожной системы и наличия вагонов, и связанные с ними риски аналогичны описанным выше рискам, связанным с перевозкой сырой нефти. Отсутствие надежной системы транспортировки СУГ может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группе необходимы поставки значительных объемов воды с тем, чтобы вести свою коммерческую деятельность, и неполучение воды в нужных объемах может неблагоприятно повлиять на коммерческую деятельность Группы.

Нормальный ход буровых и геологоразведочных работ, а также применение методов нагнетания воды в залежи сырой нефти, требуют наличия значительных запасов воды. Группа в настоящее время добывает воду в соответствии с разрешением на водопользование, выданном 28 августа 2008 года ("**Разрешение на водопользование**"), которое, с определенными ограничениями на количество используемой воды, действительно до августа 2030 года. Разрешение на водопользование может быть отменено, если условия специального водопользования, определенные в Разрешении на водопользование, нарушаются. В эти условия входят мониторинг качества подземных вод, представление статистических отчетов и отчетов по мониторингу, соблюдение требований, касающихся охраны вод во время горных работ, и регулярную проверку оборудования. По мере увеличения объемов производства, количество воды, необходимое для проведения работ, также будет увеличиваться, что потребует от Группы обращения за дополнительными разрешениями на допуск к дополнительным источникам воды. Действующее Разрешение на водопользование, выданное Группе, позволит Группе обеспечить около половины от общего объема ее нужд в воде при работе производства на полную мощность. Группа намерена в соответствующее время обратиться за дополнительными Разрешениями на водопользование. В случае если Группа перестанет получать необходимое количество воды или объемы добычи воды будут сокращены или если Группе в

будущем откажут в выдаче Разрешений на водопользование, это может существенно и неблагоприятно отразиться на проведении буровых работ и нефтедобыче, что окажет существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности. Касательно дополнительной информации о Разрешениях на водопользование см. раздел *"Нормативное регулирование в Казахстане— Нормативные требования в отношении прав недропользования в Казахстане —Разрешения на водопользование"*.

Часть добычи нефти и газа, которая должна быть отдана государству, а также платежи Группы по роялти, могут возрасти.

В соответствии с условиями СРП и Лицензии Группа должна отдавать долю из своей ежемесячной добычи в пользу государства (или же произвести платеж вместо такой физической поставки). Доля, передаваемая государству, растет по мере роста ежегодных объемов добычи. В соответствии с действующим в настоящее время СРП Группа сейчас в состоянии фактически вычитать из распределяемого объема значительную часть добычи (известную как компенсационная нефть), которую, в противном случае, пришлось бы делить с государством. Компенсационная нефть отражает капитальные затраты, понесенные Группой в связи со своими нефтяными операциями. В соответствии с ожиданиями руководства, капитальные затраты, необходимые для деятельности Жаикмуная, значительно снизятся после завершения текущих запланированных проектов развития, а также перехода на этап производства по СРП. Соответственно, объем добычи сырой нефти, который может быть вычтен из долевого распределяемого объема, как ожидается, аналогичным образом уменьшится, и в таком случае часть добычи, с учетом доли Правительства, (известная как «прибыльная нефть»), будет расти.

Кроме того, согласно СРП, по мере увеличения уровня добычи нефти и газа, ставка выплачиваемого государству роялти также будет увеличиваться. Увеличение добычи, таким образом, приведет к пропорциональному повышению ежемесячной выплаты государству роялти. Значительное увеличение доли нефти и газа, которую Группа должна делить с государством, и повышение выплат роялти могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Запланированные Группой проекты по разработке связаны с рисками, такими как их отмена, отсрочка, невыполнение и перерасход средств, что может привести к сокращению или приостановке добычи углеводородов.

Важным элементом стратегии роста Группы является строительство новых производственных объектов. Эти проекты находятся на различных стадиях освоения и связаны с рисками их отмены, задержки и невыполнения. Например, Группа может испытывать технические трудности в ходе строительства, испытаний и начала работ, которые не могут быть решены своевременно и экономически эффективным образом или решены вообще. Строительство новых объектов зависит также от услуг некоторых подрядчиков и продукции ограниченного круга поставщиков. Сокращение или прекращение услуг подрядчиков, привлеченных к строительству этих объектов, или нехватка необходимых материалов для завершения этих объектов также могут привести к задержкам и увеличению расходов, связанных с этими проектами.

Кроме того, у Группы могут возникнуть трудности с осуществлением этих проектов из-за ограниченного опыта своих сотрудников и/или подрядчиков в управлении и эксплуатации таких объектов. Группа может также понести перерасход средств в связи с завершением проектов, для финансирования которых у нее может не хватить финансовых ресурсов. Строительство этих объектов может не завершиться по графику или не завершиться вообще.

Невыполнение любого проекта по разработке, приводящее к сокращению или приостановке добычи углеводородов, или какие-либо задержки или перерасход средств при их осуществлении могут иметь существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группа может столкнуться с непредвиденными увеличившимися затратами.

Нефтегазовый бизнес является капиталоемкой отраслью. Для реализации своей бизнес-стратегии Группы вкладывала средства в строительство своих нефте- и газопроводов и будет продолжать вкладывать средства в буровые и разведочные работы и инфраструктуру, включая строительство Установки подготовки газа, расширение своей Установки переработки нефти и железнодорожного терминала. Н текущие и плановые расходы Группы по этим проектам могут оказать влияние неожиданные проблемы, возникновение дополнительных затрат и задержек, и экономические результаты и фактические расходы на эти проекты

могут значительно отличаться от теперешних расчетов Группы. См. раздел *"Запланированные Группой проекты по разработке связаны с рисками, такими как их отмена, отсрочка, невыполнение и перерасход средств, что может привести к сокращению или приостановке добычи углеводородов"*.

Группа полагается на поставщиков и подрядчиков, обеспечивающих поставку материалов и услуг при проведении разведки и добычи. Любое конкурентное давление на поставщиков и подрядчиков или существенное увеличение мировых цен на сырьевые товары, такие как сталь, может привести к существенному увеличению затрат на материалы и услуги, необходимые для коммерческой деятельности Группы. Стоимость товаров и услуг значительно увеличилась за последние годы и в значительной степени связана с ценой на нефть, что означает дальнейшее повышение расходов в будущем. Их дальнейший рост может оказать существенное негативное влияние на операционные прибыли Группы, денежную наличность и кредитоспособность и может потребовать уменьшения остаточной стоимости активов Группы, ее запланированного уровня расходов на разведку и разработку и уровня ее запасов. Цены на материалы и услуги, от которых зависит деятельность Группы, могут оказаться на уровне, который не позволит Группе работать прибыльно.

Группе, возможно, придется нести различные непредвиденные расходы, которые связаны с персоналом, транспортировкой и государственными налогами. Расходы на персонал, в том числе заработная плата, растут по мере роста уровня жизни в Казахстане и спроса на квалифицированные кадры для нефтегазовой промышленности. Кроме того, профсоюзы в Казахстане действуют активно, особенно в нефтегазовом секторе. Хотя в прошлом у Группы не было никаких забастовок, они, как и повышение расходов, связанных с этими действиями, могут произойти.

Увеличение любых из этих затрат или другие издержки могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группа не может точно предсказать свои будущие обязательства по выводу объектов из эксплуатации.

Группа в ходе своей деятельности в прошлом взяла на себя определенные обязательства в отношении вывода из эксплуатации своего оборудования и соответствующей инфраструктуры и, как ожидается, должна взять на себя дополнительные обязательства по демонтажу в отношении своей будущей деятельности. Эти обязательства вытекают из законодательных и нормативных требований, касающихся вывода из эксплуатации скважин и производственных объектов, и требуют от Группы предусмотреть и/или гарантировать обязательства, связанные с прекращением эксплуатации. Хотя в отчетности Группы заложены резервы под затраты на такой вывод объектов из эксплуатации, нет никаких гарантий того, что расходы по выводу объектов из эксплуатации не превысят стоимости, заложенной в таком долгосрочном резерве, выделенном для покрытия таких затрат на такой вывод объектов из эксплуатации. Поэтому, представляется затруднительным точно спрогнозировать те затраты, которые Группа понесет для выполнения своих обязательств по выводу объектов из эксплуатации, и Группе, возможно, придется занимать средства из других источников для оплаты таких расходов.

Группа зависит от ключевых членов руководства, внешних консультантов и поставщиков услуг и от своей способности удерживать и нанимать новых квалифицированных сотрудников и консультантов.

Группа рассчитывает на вклад в ее деятельность со стороны ряда ключевых руководителей высшего руководства и сотрудников. К примеру, Группа зависит от услуг г-на Кая-Уве Кесселя, Главного исполнительного директора Zhaikmunai L.P., по общему руководству деятельностью Группы. Г-н Кессель имеет более чем 25-летний опыт работы в нефтегазовой промышленности.

Группа зависит от обширных контактов и отношений его руководителей и Фрэнка Монстрей, Председателя Совета директоров Генерального партнера. Управленческий персонал обеспечивается в соответствии с соглашениями между Жайкмунаем, Probek Capital Management N.V. ("**Probek**"), FvdS и Amersham Oil Limited, каждая из которых косвенно контролируется Фрэнком Монстрей. Услуги, оказываемые по этим соглашениям, являются неотъемлемой частью процесса руководства Группой. Ключевые специалисты, такие, как г-н Кессель, могут не оставаться в Группе, и эти компании могут отказаться от дальнейшего предоставления услуг со стороны таких старших руководителей Группы на тех же условиях или вообще на каких-либо условиях, в том числе из-за размывания доли Claremont в Zhaikmunai L.P. См. раздел *"Основные владельцы долей участия в капитале партнерства с ограниченной ответственностью и Доли участия — Соглашение о партнерстве"*. Способность г-на Монстрей обеспечивать сохранение его контроля над Zhaikmunai L.P., а через Zhaikmunai L.P. и над Группой, будет зависеть от определенных договорных соглашений с другими держателями ГДР и/или Долей участия и, следовательно, от продолжения владения ГДР и/или Долями участия такими держателями. Группа не застрахована от убытков, которые могут

возникнуть в случае потери или увольнения ключевых специалистов или менеджеров Группы. Потеря или сокращение услуг со стороны одного или нескольких руководителей Группы или неспособность Группы привлекать, удерживать и поддерживать дополнительных специалистов старшего управленческого персонала могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группа зависит от услуг руководящего состава Жаикмунай по вопросам повседневной деятельности Группы.

Будущий успех Группы будет зависеть, в частности, от ее способности продолжать привлекать, нанимать и мотивировать квалифицированный персонал. Конкурентная борьба в Казахстане за персонал с соответствующей квалификацией является интенсивной из-за относительно небольшого числа квалифицированных специалистов. В настоящее время все казахстанские работодатели, привлекающие иностранных работников, должны получить разрешение на работу для таких сотрудников для работы в Казахстане от региональных властей, а Министерство труда и социальной защиты населения Республики Казахстан устанавливает ежегодную квоту на количество иностранцев, которым могут быть предоставлены такие разрешения. Квота, как правило, слишком мала для того, чтобы разрешить привлечь необходимое количество иностранных работников, и, соответственно, процесс получения разрешений на работу для иностранных работников может быть длительным и неопределенным. В период подачи заявки и получения разрешения на работу могут быть наложены санкции, которые могут включать депортацию соответствующего физического лица. Хотя примерно 5% сотрудников Жаикмунай на 30 июня 2010 года являются иностранцами, для которых необходимо разрешение на работу, эти люди, как правило, служат на руководящих должностях. Таким образом, любые изменения, влияющие на доступность получения разрешения на работу или трудности в процессе получения разрешения на работу для этих лиц могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Факторы, имеющие решающее значение для сохранения теперешнего персонала Группы и привлечения дополнительных высококвалифицированных специалистов, включают способность Группы предоставлять конкурентоспособный механизм оплаты труда. Уровень заработной платы в Казахстане, хотя и растет, тем не менее, остается ниже, чем в промышленно развитых странах, и могут возникать затруднения в привлечении и найме опытных и квалифицированных кадров из-за пределов Казахстана по заработной плате, приемлемой для Группы. Кроме того, Группа работает в тех областях, где присутствует воздействие экстремальных температур и климата. Таким образом, достаточно трудно привлекать и нанимать квалифицированный персонал управления на доступных ставках заработной платы.

Группа нанимает внешних консультантов для оказания услуг, которые имеют решающее значение для деятельности Группы и реализации ее стратегии, таких как создание геологической моделей, используемых в разведке, и выполнение гидроразрыва и применение других методов по интенсификации скважин.

Если Группа не сможет продолжить получать услуги со стороны ее теперешнего персонала и специализированных внешних консультантов, успешно управлять своими потребностями в персонале в целом, это может иметь существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Невозможность закупки необходимого оборудования может существенно и неблагоприятно сказаться на добыче.

Деятельность Группы в плане бурения и разведочных работ опирается на наличие специального оборудования, полученного от третьих сторон, такого как, например, буровые установки. Группа может не получить необходимого оборудования или услуг от подрядчиков по ценам, которые позволили бы Группе работать прибыльно. Если Группы не сможет получить необходимое оборудование, например, буровые установки, или если соглашения или договоренности по поставкам такого оборудования будут достигнуты на невыгодных для Группы условиях или будут расторгнуты либо изменены неблагоприятным образом, это может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Суровые климатические условия могут сказаться на продолжительности срока службы активов Группы, на будущих затратах и на эксплуатации объектов Группы.

Западный Казахстан, где располагается Чинаревское месторождение, подвергается воздействию экстремальных температур и сурового климата. Эти колебания температуры накладывают дополнительные нагрузки на здания и оборудование, и, как следствие, срок службы зданий и оборудования не так

продолжителен, как в более мягких климатических условиях. Необходимость учета экстремальных температур и климатических факторов также накладывает дополнительные расходы на проектирование, строительство и техническое обслуживание. Поскольку большая часть оборудования, используемого Группой, импортируется, расходы на эксплуатацию такого оборудования высоки. Поставки запасных частей и сменных деталей не всегда осуществляются легко или дешево, и существует нехватка квалифицированных кадров по надлежащему обслуживанию оборудования Группы. Как результат, рост затрат на проектирование, строительство и техническое обслуживание или задержки при замене оборудования и запасных частей, поставляемых на Чинаревское месторождение, могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группа подвержена рискам, связанным с колебанием обменного курса тенге к доллару США.

Экспортируемая Группой сырая нефть продается по ценам в долларах США, и ее оплата Группе производится в долларах США. Около 20% расходов Группы за год, завершившийся 31 декабря 2009 года, и за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, были выражены в тенге и не были проиндексированы к доллару США и, следовательно, были подвержены колебаниям обменного курса тенге к доллару США. Группа не заключала каких-либо соглашений о хеджировании валютных рисков. Если стоимость доллара США упадет по отношению к тенге, Группа будет иметь меньше тенге для оплаты своих расходов в тенге, и это скажется на результатах ее деятельности.

Кроме того, российские железнодорожные тарифы устанавливаются в швейцарских франках, а казахстанские железнодорожные тарифы оцениваются в тенге, в то время как цены добываемой Жаикмунаем нефти указываются и оплачиваются в долларах США. Следовательно, если курс доллара США падает или растет по отношению к швейцарскому франку или тенге, Чистая выручка Жаикмуная уменьшается или увеличивается, соответственно.

Колебания в обменном курсе могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группа может столкнуться с возможным конфликтом интересов.

Группа заключала и может продолжать заключать сделки со связанными сторонами, которые могут привести к конфликту интересов. Например, Группа заключала сделки с компаниями, контролируруемыми и/или связанными с Фрэнком Монстрей, Председателем Совета директоров Генерального партнера, который косвенно контролирует большинство Долей участия через свою косвенно контролируемую компанию Thyler и ее Аффилированных лиц, включая соглашения по менеджменту с Группой и с компаниями, которые могут стать аффилированными лицами в будущем. Конфликты интересов могут по-прежнему возникать, и мы, возможно, не сможем в будущем удовлетворительно решить те или иные фактические или потенциальные конфликты. Например, после завершения продажи ГДР KSS Global, KSS Global стала крупным владельцем Долей участия. Будущие контракты с КСС или с ее Аффилированными лицами могут теперь привести к конфликту интересов. См. раздел "*Факторы риска, относящиеся к взаимоотношениям Группы с Thyler и ее Аффилированными лицами*", "*Управление и принципы корпоративного управления— Структура Совета директоров, деятельность и комитеты Генерального партнера — Конфликт интересов и фидуциарные обязанности*" и "*Связанные стороны и сделки со связанными сторонами—Прочее*".

Страховое покрытие Группы может оказаться недостаточным для покрытия убытков от возможных опасностей при эксплуатации и от непредвиденного вмешательства.

Рынок страховых услуг в Казахстане не так развит, как в странах с более передовой экономикой, и многие формы страховой защиты, обычно используемые в более развитых странах, такие как страхование от простоя производства, недоступны. Казахстанское законодательство требует только того, чтобы нефтяные и газовые компании застраховали себя от определенных ограниченных видов рисков, например, риск причинения вреда здоровью и безопасности, риск причинения вреда окружающей среде и риск возникновения некоторых видов гражданско-правовой ответственности, например, гражданско-правовой ответственности владельцев объектов, деятельности которых может причинить вред третьим лицам, а также гражданско-правовой ответственности владельцев транспортных средств. В результате своей деятельности по добыче и разведке у Группы может возникнуть ответственность в связи с такими рисками возникновения опасности, в отношении которых она либо не сможет получить страхование, либо примет решение не делать этого из-за высокой стоимости страховой премии. Убытки от незастрахованных рисков могут заставить Группу нести на расходы, которые могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

По состоянию на дату настоящего Меморандума о предложении Жаикмунай поддерживает страхование определенных рисков, связанных с работой его скважин, и рисков пожара, кражи, стихийных бедствий и других определенных событий. Отдельное страхование также поддерживается в отношении ущерба, который может быть нанесен Жаикмунаем третьим лицам и окружающей среды. Эти страховые полисы заключаются с казахстанскими страховыми компаниями. Страхование Группы не распространяется на простой производства, утрату ключевых специалистов, актов терроризма или саботажа. Страховые поступления, относящиеся к покрываемым рискам, могут оказаться недостаточным для покрытия возрастающих расходов, связанных с этими убытками или обязательствами.

Соответственно, Группа может потерпеть финансовый ущерб от неподлежащих страхованию или незастрахованных рисков либо от недостаточного страхового покрытия, что может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

По состоянию на дату настоящего Меморандума о предложении Жаикмунай не получил никакого страхования в отношении Установки подготовки газа. Договор страхования, как ожидается, будет в наличии ко времени полного ввода Установки подготовки газа в эксплуатацию, после чего состоится совещание с Государственной приемочной комиссией для получения Акта о государственной приемке. После получения Акта о государственной приемке Жаикмунай будет иметь право обратиться за регистрацией своего права собственности в отношении Установки подготовки газа. Мы полагаем, что структура, ограничения и качество страхового покрытия для Установки подготовки газа будут сопоставимы с другими объектами подобного рода, расположенными в Казахстане. Однако если подходящее страхование нельзя будет получить, если страхование в отношении Установки подготовки газа будет оставлять какие-либо неподлежащие страхованию или незастрахованные риски или же если страховое покрытие будет недостаточным, это может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли

Любая нестабильность и снижение цен на сырьевые товары в будущем могут существенно и неблагоприятно повлиять на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Деятельность Группы в значительной степени зависит от существующих мировых цен на нефть. Продажа нефти была основным источником доходов Группы, а цена на нефть зависит от множества факторов, не зависящих от Группы. Исторически, цены на нефть были крайне неустойчивыми. Например, цены на сырую нефть колебались значительно, достигнув уровня 147 долларов США за баррель в июле 2008 года и упав до минимального уровня в 34,04 долларов США за баррель в декабре 2008 года. К декабрю 2009 года цены несколько восстановились, дойдя примерно до 78 долларов США за баррель, и цены менялись от низкого значения, примерно 69 долларов США за баррель, до максимума в 87 долларов США за баррель в первой половине 2010 года. По состоянию на 30 июня 2010 года цена за баррель составляла приблизительно 75 долларов США. Доходы Группы и чистая прибыль существенно колебались с изменением цен на сырую нефть.

Рентабельность Группы отчасти определяется разницей между доходами, полученными за добытую сырую нефть, и операционными расходами, а также затратами, понесенными при транспортировке и продаже сырой нефти. Таким образом, более низкие цены на нефть могут снизить объем сырой нефти, который Группа может экономично добывать, или уменьшить экономическую эффективность объемов добычи на конкретных скважинах или проектов, запланированных или находящихся в разработке, поскольку производственные расходы превышают ожидаемый доход от такого производства. Цены на другие товары, такие как СУГ и конденсат, связаны с рыночной ценой на нефть, и любые колебания рыночных цен на нефть будет аналогичным образом, но в меньшей степени, влиять на Группу.

Хотя Группа в марте 2010 года заключила контракты на хеджирование, покрывающие экспортные продажи нефти в объеме 4000 баррелей в сутки с марта 2010 по декабрь 2010 года (в соответствии с которыми минимальная цена сырой нефти марки Brent была установлена на уровне 60 долларов США за баррель), это лишь частично защищает Группу от рисков снижения цен на нефть с их теперешнего уровня. Эти контракты на хеджирование могут быть прекращены после погашения Синдицированного Кредита, и Жаикмунай, возможно, придется оплатить определенные расходы в связи с закрытием или прекращением таких контрактов на хеджирование. Любое снижение цен на сырую нефть и/или любое ограничение в общем объеме добычи может привести к сокращению чистой прибыли, ослабить способность Группы к осуществлению запланированных капитальных расходов и несению затрат, необходимых для освоения

месторождений Группы, и может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Цены на сырую нефть и другие сырьевые товары подвержены значительным колебаниям в связи с различными факторами, находящимися вне контроля Группы, включая:

- состояние мировой экономики и геополитические события;
- относительно небольшие изменения в глобальном и региональном предложении и спросе на сырую нефть и ожиданиях относительно будущего предложения и спроса;
- рыночная неопределенность и спекулятивная деятельность тех, кто покупает и продает сырую нефть на мировых рынках;
- погода, стихийные бедствия и общие экономические условия;
- действия Организации стран-экспортеров нефти и других нефтедобывающих стран, направленные на установление и поддержание конкретных объемов добычи и цен;
- правительственное регулирование в Казахстане и в других странах;
- политическая стабильность в Казахстане, в соседних странах и в других нефтедобывающих регионах; и
- цены и наличие альтернативных и конкурентоспособных источников топлива.

Соответственно, Группа может не быть в состоянии продолжать получать ту же цену за тонну сырой нефти, которую она получает в настоящее время или получала в прошлом. Если цены на нефть или другие товары, производимые Группой, упадут ниже теперешнего уровня и/или если совокупные объемы добычи сократятся, это может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Запасы Группы по сырой нефти и газу, их качество и объемы добычи могут оказаться ниже расчетных или предполагаемых.

Если не указано иное, данные по запасам нефти и газа, включенные в настоящий Меморандум о предложении, были получены из Отчета Ryder Scott 2009 года, который был подготовлен в соответствии с нормами, установленными СМНР. Есть множество факторов неопределенности, характерных для оценки количества и качества запасов и прогнозирования будущих темпов производства, в том числе многие факторы, находящиеся вне контроля Группы. Оценка количества и качества нефти и газа является субъективным процессом, и оценки, сделанные различными экспертами, зачастую значительно различаются. Кроме того, результаты бурения, тестирования и добычи после даты оценки могут привести к пересмотру этих оценок. Соответственно, оценка запасов может отличаться от количества и качества нефти и газа, которые в конечном итоге были извлечены, и, следовательно, полученные в связи с этим доходы могут быть меньше, чем предполагается в настоящее время. Значение такой оценки во многом зависит от точности предположений, на которых она основана, качества информации и возможности проверки такой информации в сопоставлении с отраслевыми стандартами.

Приведенные данные по запасам являются ориентировочными и не должны рассматриваться как представляющие точное количество. Эти оценки основаны на данных о добыче, ценах, затратах, собственности, геологических и инженерных данных и другой информации, собранной нами, и они предполагают, среди прочего, что в будущем разработка нефтяного месторождения и реализуемость сырой нефти будут аналогичны тому, что происходило в прошлом. Многие из факторов, допущений и переменных величин, использованных при оценке запасов, находятся вне нашего контроля и могут оказаться неверными с течением времени, поэтому потенциальным инвесторам в Облигации не следует чрезмерно полагаться на содержащиеся в настоящем документе заявления о перспективах (включая данные, взятые из Отчета Ryder Scott 2009 года) касательно запасов Группы или уровней добычи.

Мы полагаем, что наша добыча в 2010 году будет существенно отличаться от оценок на 2010 год в Отчете Ryder Scott 2009 года. Это связано с задержкой в строительстве Установки подготовки газа, ввод в действие которой в Отчете Ryder Scott 2009 года предполагался к 1 января 2010 года.

Если предположения, на которых основывается оценка запасов Группы по сырой нефти или газа, окажутся неверными, Группа, возможно, не сможет добывать нефть или газ в таких предполагаемых объемах или такого качества, как это излагается в настоящем Меморандуме о предложении, что может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группа может оказаться не в состоянии разрабатывать свои запасы и ресурсы в коммерческом плане.

К запасам и ресурсам Группы применяются стандарты ОИН. По стандартам ОИН вероятные запасы представляют собой те вторичные запасы, которые, как указывают геолого-геофизический анализ и технические характеристики, являются менее вероятными по извлекаемости, чем доказанные запасы. Возможные запасы могут быть отнесены к участкам залежи, прилегающим к вероятным, где контроль данных и интерпретация имеющихся данных становятся менее определенными. Скрытые ресурсы - это те залежи, которые, по оценкам, сделанным на определенную дату, являются потенциально извлекаемыми из известных залежей, но в настоящее время в коммерческом плане считаются неизвлекаемыми. Группа может рассматривать ресурсы как коммерчески неизвлекаемые по ряду причин, в том числе из-за высоких затрат, связанных с извлечением скрытых ресурсов, цены на нефть на данный момент, наличия средств и других планов разработки, которые могут быть у Группы. В отличие от этого, перспективные ресурсы - это те залежи, которые, по оценкам на определенную дату, являются потенциально извлекаемыми из неоткрытых залежей. Часто они могут находиться на участках, где по геолого-геофизическим и техническим данным невозможно четко определить площадь и вертикальные границы залежи для коммерческой добычи из залежи по определенному проекту. Оценки Группы относительно ее возможных и вероятных запасов являются неопределенными, и они могут со временем меняться, и не может быть никаких гарантий того, что Группа сможет разрабатывать свои запасы и ресурсы на коммерческой основе.

Чтобы еще больше увеличить вероятные запасы, Группа начала испытания по закачке воды в турнейскую залежь для определения влияния этого процесса на объемы добычи. Закачка воды необходима для извлечения вероятных запасов нефти, представленных в Отчете Ryder Scott 2009 года. Эти вторичные механизмы извлечения по-прежнему находятся на этапе испытания, и, следовательно, Группа не может подтвердить на данном этапе, удастся ли ей осуществить эти методы закачки воды, и если нет, то это может повлиять на ее способность достичь максимальной производительности. См. также раздел "*Группе необходимы поставки значительных объемов воды с тем, чтобы вести свою коммерческую деятельность, и неполучение воды в нужных объемах может неблагоприятно повлиять на коммерческую деятельность Группы*".

Результаты реализации проектов по оценке и разведке по результатам необязательно приводят к получению дохода от инвестиций или возмещению затрат.

Оценочные и разведочные работы являются капиталоемкими и по своей сути неопределенны по своим результатам. Будущие проекты Группы по оценке нефти и газа могут повлечь за собой убыточные усилия, и результатом таких условий могут оказаться сухие скважины или скважины, которые являются продуктивными, но не производят достаточный чистый доход, чтобы приносить прибыль после разработки, возместить операционные и другие затраты. Заканчивание скважины также не гарантирует получения прибыли от инвестиции или возмещения расходов, связанных с этой скважиной. Кроме того, осложнения при бурении или причинение ущерба окружающей среде могут значительно повысить стоимость работ, а различные условия эксплуатации на месторождении могут отрицательно повлиять на добычу из успешных скважин. В эти условия входят задержки в получении государственных разрешений или согласований, закрытие подключенных к трубопроводу скважин в результате экстремальных погодных условий, недостаточность возможностей для хранения или транспортировки или же неблагоприятные геологические условия.

Группа может столкнуться с рисками и осложнениями при бурении, разведке и добыче, которые могут негативным образом сказаться на плановых объемах, качестве и затратах.

Будущий успех Группы будет зависеть, в частности, от ее способности разрабатывать запасы сырой нефти своевременно и экономически эффективным образом. Работы Группы по бурению могут оказаться неудачными, а фактические затраты по бурению и эксплуатации скважин, завершению ремонта скважин могут повлиять на прибыль Группы. Группе, возможно, потребуются сократить, отложить или отменить те или иные буровые работы из-за целого ряда факторов, в том числе из-за неожиданных условий бурения, давления или нарушения в геологических формациях, отказов оборудования или несчастных случаев, преждевременного сокращения запасов, выбросов, неконтролируемого фонтанирования нефти, природного газа или скважинных флюидов, загрязнения окружающей среды и других экологических рисков,

неблагоприятных погодных условий, необходимости соблюдения нормативных требований и нехватки или задержки в поставке буровых установок и оборудования. Кроме того, разведка нефти и природного газа могут повлечь за собой убыточные усилия, и результатом таких условий могут оказаться не только сухие скважины, но и скважины, которые являются продуктивными, но не производят достаточный чистый доход, чтобы приносить прибыль после разработки, возместить операционные и другие затраты. Заканчивание скважины также не гарантирует получения прибыли от инвестиции или возмещения расходов на бурение, заканчивание и эксплуатацию. Кроме того, осложнения при бурении или причинение ущерба окружающей среде могут значительно повысить стоимость работ, а различные условия эксплуатации на месторождении могут отрицательно повлиять на добычу из успешных скважин. Такие события могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Производственная деятельность Группы также может подвергаться рискам, связанными с природными катастрофами, пожарами, взрывами, выбросами, столкновением с пластами с аномальным давлением, уровнем обводненности, образованием кратеров и разливами нефти, и каждый из этих факторов может привести к существенному повреждению нефтяных скважин, производственных объектов, другого имущества и причинению вреда окружающей среды или причинению вреда здоровью людей. Любой из этих рисков может привести к потере нефти и газа или к загрязнению окружающей среды и другому ущербу в отношении собственности Группы, прилегающих районов и к увеличению расходов.

Если Установка подготовки газа перестанет функционировать из-за операционных рисков и опасностей или ее ввод на полную мощность будет отложен, Группе придется обращаться за новыми Разрешениями на сжигание газа от Компетентного органа, чтобы сжигать попутный газ, поскольку разрешения на сжигание газа не выдаются, если не предвидится конкретное сжигание попутного газа. Хотя это облегчается тем фактом, что у Установки подготовки газа есть два отдельных блока, которые могут работать независимо, Группе, возможно, все же придется сжигать попутный газ, для чего могут потребоваться новые разрешения на сжигание газа. Нет никакой гарантии, что они будут выданы. Если разрешения на сжигание попутного газа не будут выданы, Группе придется приостановить или прекратить производство.

Любой из этих рисков или осложнений в бурении, разведке и добыче, в эксплуатации может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Правительство имеет право потребовать от Группы осуществить поставки сырой нефти на отечественные НПЗ, и такие поставки могут быть затребованы по ценам, существенно более низким, чем мировые рыночные цены.

В соответствии с СРП государство имеет приоритетное право на покупку до 50% углеводородов, добываемых Жаикмунаем, рассчитываемых после раздела продукции с государством, по ценам не выше цен мирового рынка, как это определено правительством Казахстана. Кроме того, государство имеет право в рамках СРП попросить Жаикмунай доставить выделенную государством нефть и газ в натуральной форме в пункты назначения, определенные государством. Кроме того, государство имеет право на часть или на все углеводороды, принадлежащие Жаикмунаю по СРП в случае войны, стихийных бедствий или других чрезвычайных ситуаций.

Более того, Правительство может потребовать от производителей нефти в Казахстане осуществлять поставку части их добычи на отечественные НПЗ для удовлетворения внутренних энергопотребностей. До внесения седьмой поправки в СРП Жаикмунай периодически получал просьбы о поставке сырой нефти на нефтеперерабатывающие заводы в Казахстане, и в феврале 2008 года 4000 тонн сырой нефти было поставлено на Атырауский НПЗ в Казахстане. В соответствии с седьмой поправкой к СРП, Жаикмунай согласился поставлять не менее 15% годового производства сырой нефти на внутренний рынок по внутренним ценам. Поскольку у Атырауского НПЗ, который расположен ближе всего и может снабжаться с Чинаревского месторождения, имеется возможность перерабатывать добытую нефть Группы, существует риск того, что Правительство вынудит Жаикмунай поставлять часть своей продукции на отечественные НПЗ, и этот риск будет продолжать существовать. В июле 2009 года Компетентный орган также просил, чтобы Жаикмунай поставлял ежегодно 15 тысяч тонн СУГ на внутренний рынок.

Кроме того, поставки на внутренний рынок зависят, среди прочего, от контрактных условий и положений, согласованных с соответствующими НПЗ, такими как Атырауский НПЗ. Более того, поставки на Атырауский НПЗ зависят от транспортных услуг, предоставляемых КТЖ, национальным оператором железных дорог. В 2008 и 2009 годах Жаикмунай столкнулся с определенными проблемами при поставках на Атырауский НПЗ, так как КТЖ в ряде случаев ограничивал или не давал осуществлять такие поставки в связи с отсутствием погрузочно-разгрузочных возможностей на станции назначения. Поставки на

внутренний рынок, следовательно, зависят от услуг, предоставляемых третьими сторонами, и это может привести к нарушению Жаикмунай своих обязательств по поставкам на внутренний рынок в рамках СРП.

Поскольку внутренние цены на эти поставки нефти могут быть существенно ниже международных рыночных цен, то если Жаикмунай будет поставлять сырую нефть в соответствии с просьбой Правительства, он, скорее всего, получит значительно меньшую выручку от реализации таких поставок, чем от продажи сырой нефти на экспортный рынок. СРП не указывает цену, по которой такая нефть должна поставляться. В случае если Правительство потребует от Жаикмунай поставить на внутренний рынок больше согласованных 15% сырой нефти, это может заставить Группу сократить свою добычу и привести к потере продаж и оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группа, возможно, не сможет выполнять свои обязательства по СРП и Лицензии.

Деятельность Группы по разведке, разработке и переработке зависит от предоставления, возобновления или продолжения действия СРП, Лицензии, других лицензий, разрешений и нормативных утверждений и согласований, каждое из которых действительно в течение ограниченного периода времени. СРП, Лицензия, другие лицензии, разрешения и одобрения и согласия регулирующих органов в будущем могут не быть предоставленными на условиях, приемлемых для Группы, или же могут утратить силу. Условия СРП и некоторые другие сведения, связанные с операциями Жаикмунай, являются конфиденциальными, и Жаикмунай не искал согласия на раскрытие условий СРП.

В октябре 2007 года Казахстан принял закон о внесении изменений в ранее действовавший Закон «О недропользовании». Эти изменения, которые вступили в силу 3 ноября 2007 года, предоставляют Правительству право пересматривать условия контрактов на недропользование и в одностороннем порядке расторгать эти контракты в отношении месторождений "стратегического значения". Компетентный орган запросил, чтобы права на расторжение и приостановление, предусмотренные старым вышеупомянутым Законом «О недропользовании», были включены в СРП, однако Жаикмунай не согласился на такое включение. Новый Закон «О недропользовании», который был принят 24 июня 2010 года и вступил в силу 7 июля 2010 года, содержит аналогичные положения. Чинаревское месторождение в настоящее время не входит в список месторождений, имеющих стратегическое значение, но нет никакой гарантии, оно не будет включено в этот список в будущем.

Другие положения законодательства Республики Казахстан могут предусматривать ответственность в виде штрафа или лицензия и контракты на добычу углеводородов могут быть приостановлены, изменены или расторгнуты, если владелец лицензии не выполняет свои обязательства по этим документам, в том числе, если владелец лицензии не в состоянии своевременно платить сборы и налоги за недропользование, не предоставляет необходимую геологическую информацию, или не выполняет другие требования по отчетности. Несоблюдение требований может привести к приостановке, отзыву или расторжению таких лицензий и контрактов на добычу углеводородов.

Работы Группы должны проводиться в соответствии с условиями действующего законодательства, лицензии и СРП (включая Разрешение на добычу, Разрешение на разведку, Техсхему, Разрешения на сжигание газа, технологическую схему разработки Лицензионного участка и рабочие программы) и других лицензий, разрешений и одобрений регулирующих органов. Например, хотя в соответствии с СРП Жаикмунай должен использовать только казахстанских субподрядчиков, в прошлом использовались и, предположительно, будут использоваться иностранные субподрядчики, что может вызвать заявление Государства о нарушении условий СРП. Кроме того, в соответствии с седьмой поправкой к СРП Жаикмунай дал согласие использовать 40% казахстанских товаров, 70% казахстанских работ и услуг и определенный процент казахстанского персонала. По новому Закону «О недропользовании», если недропользователь не устраняет более двух нарушений по своим обязательствам по контракту о недропользовании или проектным документам в течение периода времени, установленного в уведомлении Компетентного органа о таком нарушении, это может привести к расторжению соответствующего контракта о недропользовании. Недавно Компетентный орган объявил о том, что он расторг контракты о недропользовании с определенными компаниями из-за нарушения казахстанских правил относительно товаров, поставок и услуг из казахстанских источников. Кроме того, предыдущее нарушение условий Лицензии, СРП, других лицензий, разрешений, одобрений регулирующих органов может привести к тому, что Группе, как стороне, не соблюдающей требования, могут отказать в выдаче разрешений, которые ей понадобятся в будущем.

Компетентный орган и органы горного надзора по различным поводам в прошлом, в последний раз в феврале 2009 года и в феврале и июне 2010 года, уведомляли Жаикмунай о предполагаемом нарушении некоторых положений СРП, и запрашивали информацию у Жаикмунай о соблюдении им его обязательств по СРП. Жаикмунай своевременно ответил на все такие уведомления и требования и предоставил в

соответствующие органы запрашиваемую информацию, что, по мнению Жаикмунай, показывает соблюдением им условий СРП. На сегодняшний день эти органы, после получения такой информации от Жаикмунай, не предприняли никаких дальнейших действий в отношении таких уведомлений.

Однако мнения правительственных учреждений в отношении разработки Чинаревского месторождения или выполнения условий его лицензий или разрешений могут не совпадать с мнением Группы, что может привести к разногласиям, которые могут не быть решены. Группа может также столкнуться с оспариванием со стороны третьих лиц действительности существующих лицензий и контрактов Группы или любых ее будущих разрешений, которые могут потребоваться, что может привести к приостановке и последующему расторжению этих контрактов.

Любое приостановление, отзыв или прекращение той или иной лицензии, СРП или других имеющих существенное значение разрешений может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группы обязана соблюдать природоохранное законодательство и не может гарантировать того, что она сможет выполнять эти требования.

Работы Группы связаны с экологическими рисками, которые всегда присутствуют при разведке нефти и газа и в сфере добычи. Соблюдение экологических норм может сделать необходимым для Группы принятие мер (с несением при этом существенных расходов) по хранению, погрузке-разгрузке, транспортировке, переработке или утилизации опасных материалов и отходов и рекультивации загрязненных участков.

26 марта 2009 года Правительство ратифицировало Киотский протокол к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата ("**Киотский протокол**"). Ратификация Киотского протокола, целью которого является ограничение или препятствование выбросам парниковых газов, таких как двуокись углерода, будет иметь влияние на экологическое регулирование в Казахстане. Эффект от такой ратификации в других странах до сих пор неясен, соответственно, потенциальные затраты на соблюдение требований, связанных с Киотским протоколом, неизвестны. Тем не менее, вероятно, эффект будет заключаться в увеличении расходов на электроэнергию и транспорт, ограничении уровня выбросов, возложении дополнительных сборов за выбросы сверх допустимых уровней, а также увеличении расходов на мониторинг, предоставление отчетности и финансовый учет. Поскольку в деятельности Группы определенная часть этих расходов будет присутствовать, увеличение таких расходов может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Правовая основа для защиты окружающей среды и безопасности эксплуатации еще не полностью разработана в Казахстане. В ближайшем будущем могут быть приняты строгие экологические требования, регулирующие выбросы в воздух и воду, обработку и ликвидацию твердых и опасных отходов, использование и рекультивацию земель и восстановление загрязненных участков, и природоохранные органы могут перейти к более строгому толкованию действующего законодательства. Расходы, связанные с соблюдением таких правил могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Экологические обязательства Группы в настоящее время связаны со сжиганием газа, удалением сточных вод и разливами нефти. Расходы, связанные с соблюдением экологических требований в будущем, и потенциальная ответственность за любой ущерб окружающей среде, который может быть причинен Группой, могут быть существенными. Кроме того, на Группу могут оказать негативное воздействие будущие действия и штрафные санкции, налагаемые природоохранными агентствами Правительства, включая возможное приостановление или отзыв Лицензии и расторжение СРП. Если какой-либо резерв, созданный в отчетности Группы под расходы на восстановительные работы в связи с экологической ответственностью, окажется недостаточным, это может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Хотя Группа обязана соблюдать все действующие экологические законы и правила, с учетом меняющегося характера экологических норм, она, возможно, не сможет соблюдать их все время. Любое невыполнение этих экологических требований может привести к возникновению у Группы, помимо прочего, гражданско-правовой ответственности и возложению на нее штрафных санкций, а также, возможно, временному или постоянному прекращению деятельности Группы. В прошлом Правительство заявляло о том, что оператор нефтяного месторождения Кашаган (консорциум международных инвесторов) нарушил некоторые положения своей лицензии и природоохранного законодательства, и, в связи с этим, приостановило действие лицензии оператора. Новый Закон «О недропользовании» наделяет Компетентный орган полномочиями по прекращению существующих лицензий на недропользование при определенных

обстоятельствах. СРП и лицензии могут быть приостановлены в результате несоблюдения экологических норм. См. раздел *"Факторы риска, относящиеся к Казахстану— Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства"*. Любое такое приостановление или отзыв лицензии или расходы, связанные с соблюдением таких правил, могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Налоговый режим, в рамках которого действует Группа, не вполне определен, что может приводить к спорам с регулируемыми органами.

СРП предусматривает, вкратце, что в течение срока действия СРП и Лицензии Жаикмунай должен руководствоваться тем налоговым режимом, который существовал на момент подписания СРП. Кроме того, в соответствии с СРП Жаикмунай должен делиться частью своей добычи (в денежном или натуральном виде) и осуществлять платежи по роялти в дополнение к определенным другим платежам.

С 1 января 2009 года вступил в силу новый Налоговый кодекс и были введены новый налоговый режим и налоги, применимые к недропользователям (включая налог на добычу минеральных полезных ископаемых на нефть, НДС, и исторические затраты). Вместе с тем, Налоговый кодекс не заменяет предыдущий налоговый режим, применимый к СРП, заключенным до 1 января 2009 года, который продолжает действовать в соответствии со статьей 308 Налогового кодекса.

Кроме того, согласно седьмой поправке к СРП, подписанной в ноябре 2008 года, Жаикмунай согласился, после вступления Налогового кодекса в силу, вступить в переговоры с Компетентным органом относительно налогового режима СРП. Седьмой поправке предшествовали определенные изменения в структуре собственности, которые произошли в Группе в 2008 году. Такие изменения потребовали определенных разрешений со стороны государства (а именно, отказ со стороны Правительства от принадлежащего ему преимущественного права покупки и предварительное согласие Компетентного органа), и такие разрешения были, действительно, выданы, но на условии, что в налоговую часть СРП будут внесены поправки после принятия нового Налогового кодекса.

Компетентный орган недавно вступил в переговоры со всеми недропользователями, которые являются участниками СРП с правительством, в том числе с Жаикмунаем, в отношении возможных изменений в налоговом режиме таких СРП. Правительственные чиновники публично выразили желание убрать из СРП положения о стабильности налогового режима в случаях, когда такие изменения необходимы для восстановления баланса интересов сторон. Хотя Жаикмунай полагает, что такие изменения не были бы оправданы или необходимы в связи с его СРП, нет никакой уверенности в том, что правительство разделяет эту точку зрения. В настоящее время нет никаких признаков того, приведет ли текущее обсуждение к изменениям в налоговом режиме, действующем в СРП с Жаикмунаем, а если таковые будут, то какие будут эти изменения,

Несмотря на положения о стабильности (предусматривающие общую и налоговую стабильность) в СРП, в 2008 году от Жаикмунай потребовали оплачивать введенную Правительством новую экспортную таможенную пошлину на нефть. Несмотря на усилия, предпринятые Жаикмунаем с тем, чтобы доказать, что новые экспортные пошлины к нему не применимы по условиям СРП, государственные органы не принимают это, и Жаикмунай обязали платить экспортную пошлину. Однако в январе 2009 года Правительство пересмотрело и установило ставку экспортной пошлины ноль долларов США за тонну сырой нефти. В августе 2010 года Правительство вновь ввело экспортную пошлину в размере 20 долл. США на тонну сырой нефти. Жаикмунай направил в Министерство финансов и Министерство нефти и газа письмо о том, что согласно условиям его СРП экспортная пошлина к нему не относится, и выразила протест против применения к нему этой пошлины. Однако на сегодняшний день Жаикмунай не получил от Министерства нефти и газа никакого ответа на свое письмо, а Министерство финансов продолжает принуждать Жаикмунай платить такую экспортную пошлину. Более того, было сообщено, что такая экспортная пошлина будет увеличена до 40 долл. США за тонну сырой нефти в январе 2011 года. Нет никакой уверенности в том, что власти не заставят Жаикмунай платить такую экспортную пошлину, несмотря на положения о налоговой стабильности и общей контрактной стабильности его СРП. Недавно казахстанское Правительство также заявило о намерении разработать новые налоговые правила с тем, чтобы отменить налоговые льготы для иностранных фирм, работающих на крупных нефтегазовых проектах в Казахстане. См. раздел *"Факторы риска, относящиеся к Казахстану— Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства"*.

Налоговые расследования и проверки могут в будущем породить налоговые обязательства для Группы или привести налоговым платежам, которые, по мнению Группы, она не обязана платить, но которые ей придется осуществлять. Налоговые органы могут, предположительно, наложить денежные штрафы,

выплаты неустоек и пени, которые могут безуспешно оспариваться Группой в налоговых органах или в судебном порядке. Неясность обложения налогами, в том числе налогами с обратной силой, восстановление экспортных пошлин и изменение налогового законодательства создают риск дополнительных и существенных налоговых выплат для Группы, что может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности. См. сноску 22 в проверенной консолидированной финансовой отчетности Zaikmunaï L.P. и его дочерних компаний за 2009 год для получения дополнительных сведений и сноску 13 в не проведенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности Zaikmunaï L.P. и его дочерних компаний по состоянию на (и за шесть месяцев, завершившихся) 30 июня 2010 года.

Группа работает в отрасли с высокой конкурентностью.

Нефтегазовая промышленность является высококонкурентной средой. Группа конкурирует с многочисленными другими участниками в приобретении прав на недропользование для разведки и добычи нефти и газа, за доступ к экспортным транспортным маршрутам нефти и газа. Такие конкуренты включают нефтяные компании, имеющие большие финансовые ресурсы, персонал и материальные средства, чем Группа. См. раздел "*Коммерческая деятельность—Конкуренция*". Способность Группы увеличить в будущем запасы будет зависеть не только от ее способности разрабатывать существующие площади, но и от ее способности выбирать и приобретать пригодные участки для эксплуатации или перспективные площади для разведочного бурения. В факторы конкуренции при распределении и сбыте нефти и газа входят цена, методы и надежность доставки и доступность импортируемой продукции. Неспособность Группы конкурировать эффективно может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Факторы риска, относящиеся к Казахстану

Риски, связанные с формированием и развитием рынков в целом.

Перебои, испытываемые в последнее время международными и внутренними рынками капитала, привели к снижению ликвидности и увеличению премий за риск неплатежа по кредиту для некоторых участников рынка, и результатом стало сокращение имеющегося финансирования. Компании, расположенные в странах с формирующимся рынком, таких как Казахстан, могут быть особенно восприимчивы к таким перебоям и снижению доступности кредитов или увеличению расходов на финансирование, что может привести к финансовым трудностям для них. Кроме того, на доступность кредитов для субъектов, действующих на новых и развивающихся рынках, существенно влияет, в целом, уровень доверия инвесторов к этим рынкам, и по существу, любые факторы, которые оказывают влияние на общее доверие к рынку (например, снижение кредитных рейтингов, вмешательство государства или центрального банка на одном рынке или же террористическая деятельность и конфликты), могут влиять на стоимость и доступность финансирования для юридических лиц на любом из этих рынков.

С началом мирового экономического кризиса в 2007 году экономика Казахстана была и, возможно, по-прежнему остается под неблагоприятным воздействием рыночных колебаний и снижения темпов экономического развития в мире. Как происходило в прошлом, финансовые проблемы за пределами Казахстана или увеличение очевидных рисков, связанных с инвестированием в новые и развивающиеся экономики, могут ослабить приток иностранных инвестиций в Казахстан и отрицательно повлиять на экономику Казахстана. Казахстанский банковский сектор особенно пострадал от отсутствия международного оптового долгового финансирования, нестабильности депозитов и того факта, что они значительно снизились, что привело к дестабилизации банковского сектора Казахстана. Это привело к началу реализации правительственной антикризисной программы в 2009 году, которая предусматривала оказание государственной поддержки четырем крупнейшим банкам Казахстана ("БТА", АО "Альянс Банк", Народному банку и АО "Казкоммерцбанк"). Результатом этого стало принятие нового банковского законодательства, которое в значительной степени не апробировано, и нет никакой гарантии, что такое законодательство приведет к восстановлению внутренних финансовых рынков или положения казахстанских банков. Это, в свою очередь, может иметь дальнейшие негативные последствия для экономики Казахстана.

Нефтегазовый сектор в Казахстане в последнее время испытал значительные колебания. Учитывая, что добыча нефти и газа и экспортные поставки, в значительной степени, образуют фундамент экономики страны, казахстанская экономика особенно чувствительна к колебаниям цен на нефть и газ на мировом рынке. Снижение цен на нефть и/или газ может оказывать значительное негативное влияние на экономику Казахстана. В свою очередь, это может иметь прямое негативное воздействие на Группу, у которой основным источником дохода является продажа сырой нефти. См. раздел "*Экономика Казахстана в большой степени зависит от экспорта нефти. Соответственно, на экономику Казахстана и Группы*

могут влиять колебания цен на нефть" и "Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли—Любая нестабильность и снижение цен на сырьевые товары в будущем могут существенно и неблагоприятно повлиять на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности".

Кроме того, продолжающаяся террористическая деятельность и вооруженные конфликты на Ближнем Востоке также имели значительное влияние на международные финансовые и товарные рынки. Любые будущие национальные или международные акты терроризма или вооруженные конфликты могут оказать негативное влияние на финансовые и товарные рынки в Казахстане и на мировую экономику. Поскольку Казахстан производит и экспортирует большие объемы нефти и газа, любые акты терроризма или вооруженные конфликты, вызывающие перебои в казахстанском экспорте нефти и газа, могут негативно воздействовать на экономику Казахстана и, тем самым, оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Потенциальным инвесторам на развивающихся рынках, таких как Казахстан, должно быть известно то, что эти рынки подвержены большему риску, чем более развитые рынки, включая в некоторых случаях значительные правовые, экономические и политические риски. Потенциальным инвесторам в Облигации следует также учесть, что развивающиеся страны, такие как Казахстан, могут быстро изменяться, и что информация, указанная в настоящем Меморандуме о предложении, может устареть относительно быстро. Соответственно, потенциальные инвесторы в Облигации должны проявлять особое внимание при оценке рисков и должны решить для себя ли, целесообразно ли, в свете этих рисков, осуществлять такие инвестиции. Как правило, инвестиции в новые и развивающиеся рынки подходят только для опытных инвесторов, которые в полной мере оценивают значение рассматриваемых рисков. Потенциальным инвесторам настоятельно рекомендуется проконсультироваться с их собственными правовыми и финансовыми советниками, прежде чем осуществлять инвестиции в Облигации.

Казахстанская экономика в большой степени зависит от экспорта нефти. Соответственно, на экономику Казахстана и Группы могут влиять колебания цен на нефть.

На странах центральноазиатского региона и, в том числе, на Казахстане, чья экономика и государственный бюджет строятся на экспорте нефти, нефтепродуктов и других товаров, и импорте капитального оборудования и значительных иностранных инвестициях в инфраструктурные проекты, могут негативно сказаться колебания цен на нефть и другие товары, продолжительное их падение, отмена или задержка в реализации любых инфраструктурных проектов, вызванная политической или экономической нестабильностью в странах, участвующих в таких проектах. Зависимость Казахстана от нефти и нефтепродуктов также косвенно влияет на его валюту, тенге, что косвенно соотносится с ценами на нефть. Кроме того, любые колебания курса доллара США относительно других валют могут привести к нестабильности выраженных в долларах США доходов от экспорта нефти. Избыточность нефти или других сырьевых товаров на мировых рынках, общий спад в экономике крупных рынков нефти и других товаров или ослабление доллара США по отношению к другим валютам будет иметь существенное негативное влияние на экономику Казахстана, что, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Государственный бюджет на 2009-2011 годы первоначально при прогнозировании объемов поступлений исходил из того, что мировые цены на нефть сложатся на уровне 60 долларов США за баррель. Эти прогнозы были впоследствии пересмотрены до 50 долларов США за баррель в 2010 году, в свете падения мировых цен на нефть. Мировые цены на нефть несколько восстановились к концу июня 2010 года примерно до 75 долларов США за баррель. Однако, по заявлениям Министерства экономики Казахстана в марте 2010 года, прогнозы по ВВП страны были составлены исходя из цены нефти в 65 долларов США за баррель в 2010 году. Не может быть никаких гарантий того, что продолжающаяся нестабильность цен на нефть не потребует дальнейшего пересмотра государственного бюджета.

Все активы Группы располагаются в Казахстане, и Группа, в связи с этим, восприимчива к специфическим факторам риска, присущим указанной стране, включая такие риски, как политическая, социальная и экономическая нестабильность.

В Казахстане Группа подвержена специфическим для данной страны рискам, включая, без ограничения, риски девальвации местной валюты, возникновения гражданских беспорядков, изменения в валютном контроле или отсутствия твердой валюты, риски изменений цен на энергоносители, изменений в отношении налогов, подоходного налога на выплату дивидендов иностранным инвесторам, изменений в антимонопольном законодательстве, национализации или экспроприации собственности, а также приостановления или запрещения экспорта углеводородов или других стратегических материалов.

Наступление любого из этих факторов может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Президент Казахстана Нурсултан Назарбаев находится у власти со времени, когда в 1991 году Казахстан стал независимым суверенным государством. С 1991 года Казахстан проводит программу политических и экономических структурных реформ, направленных на создание свободной рыночной экономики путем приватизации государственных предприятий и дерегулирования экономики. Кроме того, под руководством Президента Назарбаева были заложены основы рыночной экономики, в том числе приватизация государственных активов, либерализация контроля над капиталом, налоговые реформы и развитие пенсионной системы. Как и с любой переходной экономикой, продолжения этих реформ может и не быть, и намеченные цели могут не быть достигнуты.

После распада Советского Союза ряд бывших советских республик пережил периоды политической нестабильности, гражданских беспорядков, военных действий и популистских изменений в правительстве или случаи насилия. Аналитики по Казахстану предполагают, что среди потенциальных преемников президента Назарбаева идет внутривнутриполитическая борьба, и имеется озабоченность по поводу возможной династической преемственности. Поскольку в настоящее время нет очевидного преемника, данный вопрос является потенциальной причиной нестабильности в Казахстане. Более того, если у будущего избранного президента будут другие политические взгляды, условия для бизнеса в Казахстане могут измениться. Изменения в казахстанском праве собственности, налоговой или нормативной базе или другие изменения могут оказать существенное негативное влияние на деятельность Группы и результаты работ. Кроме того, будущая политическая нестабильность, гражданские беспорядки или акты насилия в регионе могут повлиять на политическую или экономическую стабильность Казахстана или стран, в которые или через которые Группа экспортирует свою продукцию, и оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Казахстан зависит от соседних государств в плане обеспечения доступа на мировые рынки для ряда его основных статей экспорта, в том числе нефти, природного газа, стали, меди, ферросплавов, железной руды, алюминия, угля, свинца, цинка и пшеницы. К примеру, железнодорожные вагоны, используемые для экспорта сырой нефти Группы в Финляндии, должны проходить по российским железным дорогам. Поэтому Казахстан рассчитывает на хорошие отношения с соседними странами с целью обеспечения доступа на экспортные рынки. Если доступ к этим экспортным маршрутам существенно нарушится, это может отрицательно повлиять на экономику Казахстана. Неблагоприятные экономические факторы на региональных рынках также могут отрицательно сказаться на экономике Казахстана.

Потенциальные инвесторы в Облигации должны знать о том, что компании, чьи активы располагаются на развивающихся рынках, таких как Казахстан, подвержены рискам, связанным с деятельностью на развивающихся рынках, с которыми компании, чьи активы расположены в странах с более развитой экономикой, возможно, никогда не столкнутся. См. раздел *"—Риски, связанные с формированием и развитием рынков в целом"*.

Как уже происходило в прошлом, финансовые проблемы или усиление очевидных рисков, связанных с инвестированием в развивающиеся экономики, могут ослабить приток иностранных инвестиций в Казахстан и отрицательно сказаться на экономике Казахстана. Кроме того, в такие моменты компании, работающие на развивающихся рынках, могут столкнуться с серьезными трудностями в плане ликвидности, поскольку будут лишены иностранных источников финансирования. Таким образом, даже если экономика Казахстана останется относительно стабильной, финансовый кризис в любой развивающейся стране, в частности, в странах каспийского региона или в центральноазиатском регионе, которые в последнее время пережили значительную политическую нестабильность (включая терроризм), может серьезно подорвать деятельность Группы, что окажет существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства.

Нефтегазовая промышленность имеет центральное значение для экономики Казахстана и ее будущих перспектив развития, и, следовательно, можно полагать, что она и дальше будет находиться в центре постоянного внимания и обсуждения. В подобных обстоятельствах в других развивающихся странах нефтяные компании сталкивались с риском экспроприации или национализации, нарушением или расторжением проектных соглашений, применением к таким компаниям законов и нормативных актов, от которых они, как подразумевалось, были ограждены, отказом в предоставлении необходимых разрешений и согласований, увеличением ставок роялти и налогов, которые, как предполагалось, должны были быть стабильными, валютным регулированием или контролем за движением капитала, и с другими рисками.

В августе 2007 года на очередном заседании Кабинета министров, премьер-министр Карим Масимов объявил о неодобрении правительством того, что Agip КСО, оператор на месторождении Кашаган и дочерняя компания ENI, задерживает ведение добычи. Правительство высказало мнение о том, что оператор не выполнил некоторые положения казахстанского природоохранного законодательства, и пригрозило отозвать разрешение оператору на проведение работ. Результатом урегулирования, достигнутого в январе 2008 года, стал пересмотр условий соглашения о разделе продукции в пользу КазМунайГаза таким образом, что долевое участие КазМунайГаза удвоилось, а доля других членов консорциума уменьшилась. Хотя мы считаем, что Жаикмунай соблюдает свои обязательства в рамках СРП и действующего казахстанского законодательства, Правительство может выдвинуть подобную претензию, пусть даже незаслуженно, по поводу работы Жаикмунай на Чинаревском месторождении, а Компетентный орган неоднократно в прошлом уведомлял Жаикмунай о предполагаемом нарушении Жаикмунай его обязательств по СРП. По новому Закону «О недропользовании», если недропользователь не устраняет более двух нарушений по своим обязательствам по контракту о недропользовании или проектным документам в течение периода времени, установленного в уведомлении Компетентного органа о таком нарушении, это может привести к расторжению соответствующего контракта о недропользовании.. См. раздел *"Группа, возможно, не сможет выполнять свои обязательства по СРП и Лицензии"*. Налоговый кодекс, который игнорирует стабильность налогового режима по контрактам на недропользование, вступил в силу 1 января 2009 года. Даже если СРП Жаикмунай этот новый налоговый режим не затронет, Казахстан может пересмотреть стабильность налогового режима СРП Жаикмунай, что может привести к негативным последствиям по налогам. В январе этого года Президент Казахстана, Н. Назарбаев, высказался против положений о налоговой стабильности, заявив о том, что работающие в Казахстане стороны должны работать в рамках одного и того же законодательства. Кроме того, бывший министр энергетики и природных ресурсов Республики Казахстан, Сауат Мынбаев, публично предупредил иностранные компании о том, что они должны подготовиться к потере своих прав на освобождения от внутреннего налогообложения. См. раздел *"Налоговый режим, в рамках которого действует Группа, не вполне определен, что может приводить к спорам с регулируемыми органами"*. Кроме того, новый Закон «О недропользовании» был принят 24 июня 2010 года и вступил в силу 7 июля 2010 года, и применение этого закона до сих пор не апробировалось. См. раздел *"Нормативное регулирование в Казахстане— Нормативные требования в отношении прав недропользования в Казахстане"*. Любые претензии со стороны Правительства, отзыв или применение Правительством нового Закона «О недропользовании» в отношении к Чинаревскому месторождению могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Законы и нормативные акты Казахстана находятся в процессе развития и являются не вполне неопределенными. Любые изменения в законах, правилах и в требованиях для получения необходимых Группе разрешений могут потребовать существенных расходов или привести к возложению на Группу существенных обязательств или других санкций.

Законы и нормативные акты Казахстана, касающиеся иностранных инвестиций, недропользования, лицензирования, компаний, таможни, валюты, рынков капитала, пенсий, страхования, банковского дела, налогообложения и конкуренции, все еще находятся в процессе развития и являются неопределенными. Многие такие законы предусматривают наличие регулирующих органов и должностных лиц со значительными полномочиями в сфере их применения, толкования и приведения в исполнение. Кроме того, судебная система не может быть полностью независимой от социальных, экономических и политических сил. Судебные решения могут быть труднопредсказуемыми, как и их исполнение, и все усилия Группы по соблюдению действующего законодательства не всегда могут приводить к такому соблюдению, как установлено регулирующими органами и/или судами. Более того, поскольку недавно введенный новый Закон «О недропользовании» не определяет, какие действия должно совершать Правительство в зависимости от тяжести нарушения, незначительные нарушения могут, предположительно, привести к тяжелым последствиям, например, к приостановке или прекращению прав недропользователя. Поскольку новый Закон «О недропользовании» является новым, пока нет прецедентов, по которым можно было бы более точно предсказать последствия нарушения. К примеру, Agip КСО, компания-оператор, разрабатывающая нефтяное месторождение Кашаган по поручению консорциума западных нефтяных компаний, была обвинена правительством в августе 2007 года в нарушении ряда положений казахстанского закона об охране окружающей среды. Совсем недавно Правительство Казахстана выступило с различными обвинениями в отношении Карачаганакского проекта, в том числе с обвинениями в совершении уголовного преступления и в уклонении от уплаты налогов. См. раздел *"Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства"*.

Группе необходимо, на постоянной основе, получать все разрешения, которые требуются по казахстанскому законодательству. Неполучение всех таких разрешений может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Учитывая прошлое Казахстана в законодательном, судебном и административном плане, невозможно предсказать эффект нынешнего и будущего законодательства на деятельность Группы. Более того, 24 июня 2010 года вступил в силу новый Закон «О недропользовании», и действие этого закона не апробировано. См. раздел *“— Нормативное регулирование в Казахстане— Нормативные требования в отношении прав недропользования в Казахстане”*. Текущие права Группы в рамках СРП, Лицензии и других лицензий, согласований и разрешений (если применимо) и по другим соглашениям могут быть пересмотрены или отменены, и меры правовой защиты в связи с таким отзывом или аннулированием могут быть неопределенными. Любые изменения в правах Группы по СРП, Лицензии и другим лицензиям (и любые другие соответствующие законодательные изменения) могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Приобретение Жаикмунай компанией Thyler может быть оспорено казахстанским антимонопольным органом.

По казахстанскому антимонопольному законодательству до завершения определенных сделок, в том числе сделок по приобретению прав, позволяющих покупателю определять условия и порядок предпринимательской деятельности другой компании, необходимо получить согласие антимонопольного органа (**“Антимонопольное агентство”**). Если такое согласие не получено, Антимонопольное агентство может оспорить действительность такой сделки. Например, в сентябре 2007 года Павлодарский областной суд оставил в силе решение суда нижестоящей инстанции (по иску конкурсной комиссии) о недействительности договора, заключенного в 2006 году, по которому руководство предприятием ОАО “Экибастузская ГРЭС-2” передавалось от ОАО “Экибастузская Энергетический центр” в пользу Access Industries, на том основании, что соответствующее соглашение не было одобрено Комиссией по конкуренции. Группа не считает, что для косвенного приобретения Жаикмунай компанией Thyler в 2004 году требовалось получение согласия Комиссии по конкуренции и, поэтому, в то время не пыталась получить соответствующее согласие. Однако существует риск того, что Антимонопольное агентство может оспорить эту сделку, что может оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Лицензии Группы на проведение работ могут быть изменены и прекращены Правительством, если Группа не будет в состоянии соблюдать условия лицензии и соответствующего законодательства.

Власти Казахстана могут проверять и время от времени проверяют выполнение Группой условий лицензии и соответствующих законов. На владельца лицензии могут быть наложены штрафы, а его лицензии могут быть приостановлены, ограничены или отозваны, если владелец лицензии не выполняет требования лицензии или соответствующих законов. Например, в прошлом Правительство заявило о том, что некоторые операторы нарушили некоторые положения своих лицензий и действующего законодательства, и, в связи с этим, лицензии таких операторов были приостановлены. Кроме того, в 2007 году Правительство одобрило законодательство, предоставляющее Правительству право инициировать пересмотр условий контрактов на недропользование и в одностороннем порядке расторгать такие контракты в отношении месторождений “стратегического значения”. Эти положения законодательства 2007 года повторяются в новом Законе «О недропользовании». См. разделы *“ Нормативное регулирование в Казахстане— Нормативные требования в отношении прав недропользования в Казахстане”*, *“Группа, возможно, не будет в состоянии выполнять свои обязательства по СРП и Лицензии”* и *“Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства”*. Хотя мы считаем, что Жаикмунай выполняет свои обязательства в рамках СРП и действующего законодательства Казахстана, Жаикмунай в прошлом и, возможно, в будущем столкнется с подобными действиями Правительства, которые могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

По Закону Казахстана «О рынке ценных бумаг» (“Закон о рынке ценных бумаг”) не вполне ясно, может ли Эмитент считаться “резидентом” в Казахстане.

Закон о рынке ценных бумаг предусматривает, что любое юридическое лицо, считающееся резидентом в Казахстане, должно получить предварительное одобрение Агентства по регулированию и надзору за финансовым рынком и финансовыми организациями Республики Казахстан (**“АФН”**) в отношении выпуска и размещения долговых ценных бумаг за рубежом. В таком случае закон также требует того, чтобы такие ценные бумаги прошли процедуру листинга на фондовой бирже, функционирующей в Казахстане, и чтобы в Казахстане через такую фондовую биржу было осуществлено предложение таких ценных бумаг. По Закону о рынке ценных бумаг лицо считается резидентом в Казахстане и подчиняется вышеприведенным условиям, если оно образовано в соответствии с законодательством Казахстана, если не менее чем две трети его активов расположены в Казахстане или если его основное управление осуществляется и стратегические коммерческие решения принимаются в Казахстане.

Эмитент зарегистрирован в Нидерландах, и он намерен, в целях налогообложения, сохранить за собой статус резидента Нидерландов.

Закон о рынке ценных бумаг толкуется широко, и, следовательно, нет никакой гарантии того, что АФН или казахстанский суд не определит, что Эмитент не выполняет требований Закона о рынке ценных бумаг. В частности, не может быть никакой гарантии того, что АФН или казахстанский суд не определит, что основное управление Эмитента осуществляется и стратегические коммерческие решения принимаются в Казахстане.

Закон о рынке ценных бумаг не предусматривает никакой ответственности за несоблюдение его новых положений. Тем не менее, соответствующие органы в Казахстане могут попытаться наложить общие административные штрафы, которые являются относительно скромными штрафами, на Гарантов. Также нет никакой уверенности, что соответствующие органы не будут стремиться навязать Гарантам другие штрафы или требования исправить заявленное нарушение положений Закона о рынке ценных бумаг. Любые подобные действия могут оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

В Казахстане действуют налоговые риски, связанные с Облигациями.

В целом, налоговое законодательство Казахстана в отношении налогообложения ценных бумаг и финансовых инструментов не развито, и во многих случаях точный объем казахстанских налогов, правила соблюдения и механизм исполнения являются неясными или допускают различные толкования.

С 1 января 2009 года в Казахстане вступил в силу новый Налоговый кодекс, и инвесторы, приобретающие Облигации, должны проконсультироваться со своими профессиональными консультантами по поводу налоговых последствий приобретения, владения и отчуждения Облигаций (в том числе по поводу своих прав на получение льгот по договорам об избежании двойного налогообложения) в соответствии с законодательством стран, гражданами которых они являются, в которых они имеют место жительства, место domiciliрования или регистрации, и, если необходимо, обратиться к специалисту по казахстанским налогам за консультацией. См. раздел "*Налогообложение—Казахстан*".

Группа не может гарантировать точность приведенных к настоящему Меморандуму о предложении официальных статистических данных и других данных, опубликованных казахстанскими властями.

Официальная статистика и другие данные, опубликованные казахстанскими государственными органами, могут не быть такими же полными или надежными, как в более развитых странах. Официальная статистика и другие данные могут также быть составлены на иных базовых основах, нежели чем на тех, которые используются в более развитых странах. Мы не подвергали независимой проверке такие официальные статистические данные и другие данные, и любое обсуждение в настоящем Меморандуме о предложении, вопросов, касающихся Казахстана, допускает, поэтому, неопределенность из-за вопросов, касающихся полноты или достоверности такой информации. В частности, потенциальные инвесторы должны знать, что некоторые статистические данные и другие данные, содержащиеся в настоящем Меморандуме о предложении, были получены из официальных правительственных источников в Казахстане, а не были подготовлены в связи с подготовкой настоящего Меморандума о предложении.

Кроме того, определенная информация, содержащаяся в настоящем Меморандуме о предложении, основывается на знании руководства и его изучении информации, полученной из неофициальных источников. Эта информация не подвергалась независимой проверке и, следовательно, может иметься некоторая неопределенность в том, что касается вопросов полноты или достоверности этой информации, которая не готовилась специально для настоящего Меморандума о предложении.

Факторы риска, относящиеся к взаимоотношениям Группы с Thyler и ее Аффилированными лицами

Акционер Генерального партнера имеет большое влияние на Эмитента и Группу.

На дату настоящего Меморандума о предложении Thyler является единственным акционером Генерального партнера, и одно из ее Аффилированных лиц, Claremont, является владельцем 40,54% Долей участия (либо непосредственно, либо в форме ГДР). Соответственно, Thyler имеет возможность контролировать прекращение полномочий и назначение директоров Генерального партнера, за исключением Независимых неисполнительных директоров и одного директора, назначаемого филиалом Baring Vostok Capital Partners. Claremont также может эффективно контролировать определенные вопросы, требующие одобрения владельцев Долей участия (в том числе вопросы, которые требуют специального разрешения таких владельцев), в том числе вопросы выплаты дивидендов. Thyler и ее Аффилированные лица, которые

косвенно контролируются Фрэнком Монстрей, Председателем совета директоров Генерального партнера, таким образом, оказывают значительное влияние на всю нашу деятельность и дела и могут принять меры, ставящие их интересы выше интересов Группы или ваших интересов как держателей Облигаций.

Такая концентрация собственности может также привести к задержке, отсрочке или предотвращению смены контроля, препятствующей(-ему) слиянию, консолидации, поглощению либо иному объединению компаний, или к тому, что возможный покупатель утратит заинтересованность в направлении тендерного предложения или осуществления иной попытки получить контроль. Кроме того, Thyler и ее Аффилированные лица могут давать Группе распоряжения об осуществлении приобретений и/или инвестиций вопреки интересам Группы и ее миноритарных партнеров с ограниченной ответственностью или вашим интересам как держателей Облигаций.

Zhaikmunai L.P. заключило соглашение о взаимоотношениях ("**Соглашение о взаимоотношениях**") с Thyler и Claremont в марте 2008 года, по которому Thyler и Claremont обязались разрешить Zhaikmunai L.P. проводить свою деятельность независимо от Thyler и ее Аффилированных лиц, и обеспечить, чтобы коммерческие сделки и взаимоотношения с Thyler и ее Аффилированными лицами осуществлялись на строго коммерческих началах. Однако, Zhaikmunai L.P. не будет в состоянии обеспечить осуществление своих прав в соответствии с Соглашением о взаимоотношениях, и соответствующее соглашение прекратит свое действие, если Claremont (совместно с ее Аффилированными лицами) будет владеть менее 25% Долей участия (либо непосредственно, либо в форме ГДР). Если Соглашение о взаимоотношениях прекратит свое действие, Thyler, как акционер Генерального партнера, может внести поправки в устав Генерального партнера с тем, чтобы убрать положение о необходимости получения одобрения независимых директоров в процессе принятия решений Генеральным партнером.

Если Thyler и ее Аффилированные лица предпримут действия, направленные на то, чтобы поставить свои интересы выше интересов Группы, деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности могут существенно пострадать.

Организационная структура, структура собственности и производственная структура Zhaikmunai L.P. может создать значительные конфликты интересов, которые могут решаться способами, не всегда отвечающими интересам Группы.

Организационная структура, структура собственности и производственная структура Группы подразумевает ряд взаимоотношений, которые могут привести к возникновению конфликта интересов между Группой или держателями Облигаций (или обоими), с одной стороны, и Thyler и ее Аффилированными лицами (в том числе Claremont), с другой стороны. В некоторых случаях интересы Thyler и ее Аффилированных лиц, которые участвуют в деятельности Группы, могут отличаться от интересов Группы или ваших интересов как держателей Облигаций (или от интересов и тех и других), в том числе в отношении видов принимаемых решений, методов управления Жаикмунай, реинвестирования капитала, полученного от продажи углеводородов, использования заемных средств при осуществлении капитальных вложений, предоставления услуг старших руководителей и назначения внешних консультантов и поставщиков услуг. В частности, Фрэнк Монстрей, который является Председателем совета директоров Генерального партнера, косвенно контролирует 100% долей в капитале Генерального партнера и косвенно контролирует 40,54% от общего числа Долей участия (либо непосредственно, либо в форме ГДР), и поэтому способен оказывать значительное влияние на управление Генеральным партнером и, следовательно, на Zhaikmunai L.P. Будучи косвенным контролирующим лицом Генерального партнера, г-н Монстрей имеет возможность контролировать прекращение полномочий и назначение директоров Генерального партнера, за исключением независимых неисполнительных директоров (применительно к которым Claremont обязалась не голосовать при принятии любых таких решений). Таким образом, г-н Монстрей оказывает существенное влияние на деятельность и дела Группы, и может предпринять действия в пользу интересов Claremont, Thyler и/или Аффилированных лиц.

Соглашение об ограниченном партнерстве содержит различные положения, которые изменяют фидуциарные обязанности, которые в противном случае могли бы действовать в интересах Группы при возникновении таких конфликтов. В результате этих изменений, не исключено, что конфликт интересов может быть решен способами, не всегда отвечающими интересам Группы или вашим интересам как держателей Облигаций.

Риски, относящиеся к Облигациям, Гаранциям и Обеспечению

Эмитент является специальным юридическим лицом, не занимающимся собственной, приносящей доход деятельностью.

Эмитент является специальным юридическим лицом, не занимающимся собственной, приносящей доход деятельностью. Эмитент не осуществляет никакой деятельности или работ и не имеет значительных активов, кроме Займа вырученных средств. Способность Эмитента обслуживать свою задолженность, в том числе по Облигациям, полностью зависит от поступления денежных средств от Жаикмунай в соответствии с условиями Займа вырученных средств или иным образом. Способность Жаикмунай производить платежи Эмитенту будет зависеть от его денежной наличности и доходов, на которые, в свою очередь, могут влиять все те факторы, которые указаны в разделе "*Факторы риска*".

После Замены Жаикмунай возьмет на себя все обязательства Эмитента по Облигациям и станет основным должником по задолженности, представленной Облигациями. Способность Жаикмунай производить выплаты держателям Облигаций будет зависеть от его денежной наличности и доходов, на которые, в свою очередь, могут влиять все те факторы, которые указаны в разделе "*Факторы риска*".

Кроме того, способность членов Группы производить платежи, выдавать кредиты или выплаты или выплачивать дивиденды может быть ограничена в соответствии с законодательством соответствующих стран, в которых члены Группы организованы или располагаются. Любое из описанных выше ограничений может отрицательно сказаться на способности Жаикмунай обслуживать свои обязательства перед Эмитентом в отношении Займа вырученных средств или на способности Гарантов выполнять их обязательства по Гаранциям.

Наконец, Группа в прошлом несла убытки за год, а в 2009 году убытки составили примерно 18,8 миллионов долларов США. Полное обсуждение того, что привело к таким убыткам, приведено в разделе "*Обсуждение и анализ руководством финансового положения и результатов деятельности — Сопоставление результатов деятельности за годы, завершившиеся 31 декабря 2009 года и 31 декабря 2008 года*". Следует учесть то, что в первые шесть месяцев 2010 года Группа получила прибыль в размере 19,6 миллионов долларов США. Полное обсуждение того, что привело к таким прибылям, приведено в разделе "*Обсуждение и анализ руководством финансового положения и результатов деятельности — Сопоставление результатов деятельности за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года и 2009 года*".

В случае если Жаикмунай заменит собой Эмитента в качестве эмитента Облигаций, залог Займа вырученных средств будет прекращен.

Облигации будут обеспечены первоначальным залогом Займа вырученных средств. В случае если в соответствии с условиями Соглашения о выпуске облигационного займа Жаикмунай заменит собой Эмитента в качестве эмитента Облигаций, Заем вырученных средств будет уступлен или передан в порядке новации в пользу Жаикмунай, после чего залог Займа вырученных средств прекратится. В этом случае единственным обеспечением исполнения обязательств по Облигациям и Гаранциям будут первоначальные залоговые акции Zhaikmunai Finance B.V (у которой не будет активов) и акций FvdS (которая является дочерней компанией без каких-либо операционных активов). Поэтому, сразу после Замены произойдет значительное сокращение обеспечения по Облигациям и Гаранциям.

Требования некоторых обеспеченных кредиторов Эмитента или Гарантов будут иметь преимущественную очередность удовлетворения из стоимости обеспечения по сравнению с требованиями кредиторов, которые не имеют прав на такое обеспечение, то есть таких кредиторов, как, например, держатели Облигаций.

Хотя исполнение обязательств по Облигациям будет обеспечено первоначальным залогом Займа вырученных средств, а также первоначальными залогами акций Эмитента и его непосредственной холдинговой компании FvdS (вместе - "**Обеспечение**"), Облигации не будут иметь какого-либо иного обеспечения. Требования кредиторов Эмитента или Гарантов, обеспеченные иными активами, помимо Обеспечения, фактически будут иметь преимущественную очередность их удовлетворения из стоимости таких иных активов, обеспечивающих исполнение обязательств по задолженности перед такими кредиторами, по сравнению с требованиями держателей Облигаций. Таким образом, Облигации и Гаранции будут фактически субординированы по отношению к любой задолженности и иным обязательствам Эмитента и Гарантов, которые будут обеспечены иными активами, помимо Обеспечения, в объеме стоимости активов, обеспечивающих исполнение обязательств по такой задолженности или других

обязательств (кроме случаев, когда такие активы также обеспечивают исполнение обязательств по Облигациям и/или Гарантам на равной и соразмерной основе или же на приоритетной основе).

В случае банкротства, ликвидации, реорганизации или другого прекращения деятельности Эмитента или Гарантов, в случае невыплаты любой обеспеченной задолженности или предъявления требования о досрочном ее погашении (кроме задолженности по Облигациям и Гарантам), активы Эмитента и Гарантов, которые обеспечивают исполнение обязательств по такой задолженности на условиях преимущественной очередности удовлетворения требований по сравнению с требованиями по Облигациям, смогут быть использованы для погашения обязательств по Облигациям и Гарантам только после того, как вся такая задолженность будет погашена в полном объеме за счет стоимости таких активов. Кроме того, в случае банкротства, ликвидации, реорганизации или другого прекращения деятельности любой Неограниченной дочерней компании, активы такой Неограниченной дочерней компании будут использоваться для оплаты обязательств по Облигациям только после того, как все обязательства такой Неограниченной дочерней компании будут погашены в полном объеме за счет стоимости таких активов. Оставшихся активов может оказаться недостаточно для оплаты сумм, причитающихся по любым или всем Облигациям и Гарантам, которые на тот момент остаются непогашенными.

В результате, держатели Облигации могут получить меньшее (в пропорциональной степени) удовлетворение по своим требованиям, нежели кредиторы по другой обеспеченной задолженности.

В частности, Соглашение о выпуске облигационного займа позволит нам обеспечить на основе первоочередности значительный объем дополнительной задолженности, которую мы можем взять на себя для финансирования строительства второго этапа нашей Установки подготовки газа (см. раздел "*Коммерческая Деятельность—Капитальные инвестиции—Установка подготовки газа*"). По нашим расчетам, строительство второго этапа обойдется примерно в 362 млн. долл. США.

По состоянию на 30 июня 2010 года, ориентировочно, после учета результатов выпуска Облигаций по данному предложению (включая результаты использования поступлений от такого выпуска), наша непогашенная задолженность составляла бы 450 млн. долл. США (без учета воздействия, по МСФО, каких-либо расходов по выпуску). См. раздел "*Капитализация*". Нам будет разрешено, однако, при определенных условиях принимать на себя в будущем дополнительную задолженность, включая дополнительную задолженность, обеспеченную Обеспечением на равной (*pari passu*) основе с Облигациями, в соответствии с условиями Соглашения о выпуске облигационного займа.

Законодательство Нидерландов, Казахстана, острова Мэн и БВО о несостоятельности может быть не таким благоприятным для вас, как законодательство США о несостоятельности, и может препятствовать получению держателями Облигаций платежей, причитающихся по Облигациям.

В случае несостоятельности Эмитента или любого из Гарантов, разбирательство по делу о несостоятельности должно обычно инициироваться в юрисдикции по месту регистрации или образования соответствующего лица, и дело о несостоятельности должно регулироваться законом такой соответствующей юрисдикции. Законодательство Нидерландов, Казахстана, острова Мэн и Британских Виргинских островов о несостоятельности может не быть таким же благоприятным для ваших интересов как кредиторов, как законы Соединенных Штатов Америки или других стран, с которыми вы можете быть знакомы. Краткое описание законов о несостоятельности в Нидерландах, Казахстане, острове Мэн и Британских Виргинских островах приводится только в информационных целях и не затрагивает всех соображений о несостоятельности, которые могут иметь отношение к кредиторам.

Нидерланды

Эмитент и один из Гарантов, FvdS, зарегистрированы в Нидерландах. Любые разбирательства о несостоятельности, связанные с любой из этих компаний, вероятно, будут основываться на голландском законе о несостоятельности. При определенных обстоятельствах, в Нидерландах можно также открыть и разбирательство о банкротстве по голландскому закону об активах компаний, которые не образованы по голландскому законодательству (например, если основные интересы или деловые операции такой компании имеют место в пределах Нидерландов). Кроме того, как государство-член Европейского союза, голландская компания подчиняется правилам Европейского союза о юрисдикции по делам о несостоятельности. Существует два применимых режима несостоятельности юридических лиц по голландскому законодательству: (а) мораторий на платежи (*surseance van betaling*), который направлен на то, чтобы способствовать реорганизации долгов компании и позволить ей продолжать деятельность в качестве действующего предприятия, и (б) банкротство (*faillissement*), который предназначается, главным образом, для ликвидации активов и распределении выручки от реализации таких активов среди кредиторов соответствующей компании. На практике, приостановка платежей часто приводит к банкротству.

Согласно голландскому законодательству, обеспеченные кредиторы могут осуществлять свои права в отношении активов компании, являющихся предметом соответствующих прав обеспечения, чтобы удовлетворить свои требования, как если бы не было моратория на выплаты или банкротства. Однако голландский суд может распорядиться об установлении "периода охлаждения" на максимальный срок до четырех месяцев, в течение которого обеспеченным или привилегированным кредиторам запрещается совершать какие-либо действия по обращению взыскания, за исключением таких кредиторов, которые получили разрешение надзорного судьи на такое обращение взыскания. Кроме того, управляющий конкурсной массой при банкротстве может потребовать, чтобы обеспеченный кредитор осуществил свои права обеспечения в течение разумного периода времени, в противном случае управляющий будет иметь право продать или взыскать предмет соответствующего обеспечения, если таковое имеется, и обеспеченному кредитору придется участвовать в оплате части расходов по банкротству. Управляющий может также потребовать сдать предмет обеспечения при условии оплаты соответствующих обеспеченных обязательств. Согласно голландскому закону, как только должник признан банкротом, все неисполненные судебные решения в отношении таких должников будут прекращены в силу закона (кроме как в отношении обеспеченных кредиторов и привилегированных кредиторов). Незаконченный судебный процесс в отношении возбужденного иска против конкурсной массы на дату распоряжения о банкротстве автоматически приостанавливается и наложение ареста на имущество становится частью общего ареста, вызванного банкротством.

Казахстан

Жаикмунай и Конденсат-Холдинг учреждены в Казахстане, и на них распространяется казахстанский закон о банкротстве. Казахстанский закон о банкротстве может запретить Жаикмунаю и Конденсат-Холдингу производить выплаты по их Гарантиям при определенных обстоятельствах. С момента возбуждения в суде дела о банкротстве казахстанскому должнику запрещается совершать платежи по непогашенным долгам до процесса о банкротстве, за некоторыми исключениями. После начала процедуры банкротства кредиторы должника не могут предпринимать каких-либо юридических действий для получения платежей и отказываться от выполнения контракта из-за неплатежей или же осуществлять свои права кредитора в отношении любых активов должника до завершения процедуры банкротства. Договорные положения, такие, которые содержатся в Гарантиях, которые могли бы ускорить погашение обязательств должника при наступлении определенных событий по банкротству, ускорили бы погашение причитающихся сумм, но каждая сумма, заявленная к досрочному погашению, включается в общую сумму обязательств в соответствующем классе обязательств кредиторов с соответствующей очередностью. В частности, казахстанский закон о банкротстве предусматривает, что операции и платежи, заключенные или произведенные (i) в любое время до начала процедуры банкротства, которые нарушают казахстанский закон, или (ii) в течение периода, начинающегося за три года до начала процедуры банкротства, без уплаты встречного предложения или ниже рыночной стоимости или на условиях предоставления какому-либо кредитору преимуществ по сравнению с другим кредитором, могут быть аннулированы казахстанским судом. См. раздел "*—Законодательство об аннулировании сделок в связи с мошеннической передачей активов, неправомерном предоставлении коммерческих выгод или случаями несостоятельности может неблагоприятным образом повлиять на действительность и исковую силу Гарантий и право обеспечения, созданных на основании документов обеспечения—Казахстан*". Поскольку казахстанские суды не имеют опыта разрешения дел по сложным коммерческим вопросам, исход судебного процесса о банкротстве невозможно предсказать.

Остров Мэн

Zhaikmunai L.P. является ограниченным партнерством, созданным по законодательству острова Мэн. Zhaikmunai Group Limited является компанией с ограниченной ответственностью, зарегистрированной на острове Мэн и генеральным партнером Zhaikmunai L.P. Положения акционерного законодательства острова Мэн и правила, относящиеся к прекращению деятельности компаний, распространяются и на прекращение деятельности партнерств, созданных по законодательству острова Мэн. Общая система и порядок рассмотрения вопросов корпоративной несостоятельности по законодательству острова Мэн аналогичны английским. Разбирательства по ликвидации компаний или ограниченных партнерств должны инициироваться в суде. Назначается ликвидатор, и процедура будет проходить под надзором суда. Активы ликвидируемой компании или ограниченного партнерства обычно используются для покрытия расходов на ликвидацию, и требования по некоторым долгам имеют преимущественную очередность удовлетворения в силу закона, например, требования о погашении налоговой задолженности. Обеспеченные кредиторы имеют преимущественное право удовлетворения их требований до удовлетворения требований необеспеченных кредиторов. После вынесения постановления в отношении компании или ограниченного партнерства не могут быть инициированы и не могут проводиться процедуры по обращению взыскания на их имущество, кроме как с разрешения суда, и все такие действия, соответственно, приостанавливаются. В плане

прекращения деятельности лица, происходящего под надзором суда, суд имеет право приостановить или запретить любые процессуальные действия в отношении компании или ограниченного партнерства в любое время после представления ходатайства о ликвидации и до вынесения постановления о ликвидации. В случае добровольной ликвидации соответствующие разбирательства не приостанавливаются в автоматическом порядке, и такие разбирательства могут быть инициированы или могут быть продолжены против компании или ограниченного партнерства как до, так и после принятия соответствующего решения о ликвидации такого лица, однако суд вправе приостановить производство по делу на основании обращения в суд со стороны заинтересованного лица. Помимо расходов, связанных с ликвидацией и погашением задолженности по требованиям, имеющим преимущественную очередность удовлетворения в силу закона, по законодательству острова Мэн из суммы средств, вырученной в результате обращения взыскания на имущество соответствующего лица, не производятся никакие иные вычеты.

БВО

Claydon и Jubilata учреждены на Британских Виргинских островах ("БВО") и подпадают под действие законодательства БВО о несостоятельности, включая Закон БВО «О несостоятельности» 2003 года ("ЗН"). Законодательство БВО о несостоятельности, хотя оно и базируется в значительной степени на английском законодательстве о несостоятельности, отличается от аналогичного законодательства в Соединенных Штатах Америки или Западной Европе. Начало процедуры ликвидации компании на БВО не влияет на право обеспеченного кредитора вступить во владение предметом соответствующего обеспечения и реализовать или иным образом распорядиться активами компании, являющимися предметом соответствующих прав обеспечения. Права необеспеченных кредиторов на пропорциональное (*pari passu*) распределение активов ликвидируемой компании действует с учетом преимущественной очередности ряда привилегированных кредиторов, включая (с учетом определенного установленного ограничения) Правительство БВО и (с учетом определенного установленного ограничения) кредиторов по некоторым непогашенным обязательствам работодателей. Наряду со средствами защиты, предоставляемыми обеспеченным кредиторам, необходимо отметить, что ЗН предусматривает установленное законом право зачета при несостоятельности, и такие средства защиты интересов кредиторов могут функционировать в ущерб интересам необеспеченных кредиторов. Хотя ЗН предполагает установление режима административного управления, соответствующие положения пока не вступили в силу, и в настоящее время режим административного управления имуществом несостоятельного должника, таким образом, по законодательству БВО отсутствует. Положения законодательства об административном управлении имуществом несостоятельного должника не будут введены в действие до тех пор, пока объявление о дате начала действия этих разделов ЗН не будет опубликовано в издании «The BVI Gazette». Законодательством БВО не предусмотрена возможность проведения специальных банкротских процедур в отношении должника, в распоряжении которого осталось имущество, служащее обеспечением его обязательств, аналогичных разбирательствам в соответствии с Главой 11 в Соединенных Штатах Америки.

В случае несостоятельности Jubilata или Claydon права держателей Облигаций могут быть затронуты различными положениями законодательства БВО. См. раздел *“—Законодательство о мошеннической передаче, получении выгоды корпорациями или реституции при несостоятельности может негативным образом повлиять на действительность и исковую силу Гарант и прав обеспечения, созданных на основании документов обеспечения—БВО”*.

Законодательство о мошеннической передаче, получении выгоды корпорациями или реституции при несостоятельности может негативным образом повлиять на действительность и исковую силу Гарант и прав обеспечения, созданных на основании документов обеспечения.

Общая часть

Предоставление Гарант (и предоставление обеспечения под такие Гарант) в пользу Агента обеспечения и/или держателей Облигаций может быть оспорено и пересмотрено, а также может быть потенциально признано недействительным лицом, занимающимся ликвидационными процедурами или может быть по иным основаниям аннулировано судом в случае, если имеют место или возникнут определенные события или обстоятельства, в соответствии с законодательством об аннулировании сделок в связи с мошеннической передачей активов, неправомерным предоставлением коммерческих преимуществ или иным законодательством, которое было принято за защиты интересов кредиторов или участников (акционеров) юридических лиц в Нидерландах, Казахстане, острове Мэн и на БВО. Эти законы, в частности, ограничивают способность дочерних компаний гарантировать и обеспечивать долг любой связанной компании. Хотя соответствующие законы, действующие в различных юрисдикциях, отличаются друг от друга, в общем, по законодательству о мошеннической передаче активов суд может распорядиться о субординировании требований по любой Гарант или соответствующих прав обеспечения по ней или же

суд или любой кредитор могут аннулировать любую Гарантию или соответствующие права обеспечения по ней, если будет признано, что Гарант, предоставивший такую Гарантию:

- знал или должен был знать о том, такая сделка наносит ущерб интересам кредиторов;
- намеревался воспрепятствовать, помешать или ввести в заблуждение кредиторов или же отдавал предпочтение одному кредитору перед другим; или
- не получил справедливого вознаграждения или обоснованно равнозначной стоимости за принятие на себя такой задолженности, и такой Гарант (i) был несостоятельным или стал несостоятельным вследствие принятия на себя такой задолженности, (ii) занимался или собирается заниматься коммерческой деятельностью или сделкой, для которой его оставшиеся активы представляли собой необоснованно небольшой капитал, или (iii) намеревался принять на себя задолженность или считал, что он примет на себя задолженность, не сообразуясь со своей способностью погасить ее при наступлении срока ее погашения.

Критерий несостоятельности для целей законодательства о мошеннической передаче активов меняется, в зависимости от применяемого закона. В целом, однако, лицо будет считаться несостоятельным, если:

- сумма его долгов, в том числе условных обязательств, превышала справедливую стоимость, которая могла быть получена от реализации всех его активов;
- текущая справедливая стоимость, которая может быть получена от реализации его активов, меньше суммы, необходимой для оплаты его вероятных обязательств по его существующим долгам и обязательствам, включая условные обязательства, по мере того, как они становятся абсолютными и подлежащими оплате; или
- оно не могло оплачивать или не оплачивало свои долги по мере наступления сроков их погашения.

Если суд или какой-либо кредитор выявит, что предоставление любой Гарантии (и предоставление связанных с ней прав обеспечения, если таковые имеются) представляло собой мошенническую передачу активов, то суд или любой кредитор может аннулировать или объявить не обладающими исковой соответствующие платежные обязательства по такой Гарантии или объявить недействительными соответствующие права обеспечения, либо субординировать права требования по такой Гарантии или такие права обеспечения по отношению к существующей и будущей задолженности такого Гаранта (включая кредиторскую задолженность), или потребовать от держателей Облигаций возратить любые суммы, полученные по такой Гарантии или в связи с такими правами обеспечения.

Кроме того, в Нидерландах действуют определенные требования, относящиеся к достаточной коммерческой выгоде и/или соблюдению корпоративных целей, нарушение которых может привести к тому, что компания (и тот или иной конкурсный управляющий) будет оспаривать принудительное взыскание по гарантиям или обеспечению.

Краткое описание законов о мошеннической передаче активов, законов об аннулировании сделок в связи с неправомерным предоставлением коммерческих преимуществ или случаями несостоятельности, действующих в Нидерландах, Казахстане, острове Мэн и БВО, приводится только в информационных целях и не отражает всех вопросов, связанных с законами об аннулировании сделок в связи с мошеннической передачей активов, неправомерным предоставлением коммерческих преимуществ или случаями несостоятельности, которые могут иметь отношение к кредиторам.

Нидерланды

В том объеме, в каком применяется голландское законодательство, гарантия, предоставляемая юридическим лицом, может быть признана недействительной по требованию любого из кредиторов такого юридического лица, если (i) такая гарантия была предоставлена в отсутствие ранее существовавшего юридического обязательства по предоставлению такой гарантии (*onverplicht*), (ii) интересы соответствующего кредитора были ущемлены вследствие предоставления такой гарантии и (iii) на момент предоставления такой гарантии и соответствующее юридическое лицо, и соответствующий бенефициар по такой гарантии (если только такая гарантия не была предоставлена на безвозмездных началах (*om niet*)) знали или должны были знать о том, что интересы одного или нескольких кредиторов такого юридического лица (будь то существующих или будущих) будут ущемлены. Также, в том объеме, в каком применяется голландское законодательство о несостоятельности, гарантии или обеспечение могут быть признаны недействительными управляющим

(*curator*) от имени и по поручению всех кредиторов соответствующего несостоятельного должника. Вышеизложенные требования действуют с необходимыми изменениями (*mutatis mutandis*) в отношении таких действий. Кроме того, управляющий в рамках процедуры банкротства может оспорить предоставление соответствующей гарантии, если она была предоставлена на основании ранее существовавшего юридического обязательства этого предоставления такой гарантии (*verplichte rechtshandeling*), если (i) такая гарантия была предоставлена в то время, когда соответствующий бенефициар знал о том, что было подано заявление о банкротстве, или (ii) предоставление такой гарантии явилось результатом обсуждений между должником и бенефициаром с целью предоставления такому бенефициару преимуществ перед другими кредиторами такого должника. Вышесказанное относится к любому юридическому действию, совершенному должником, и, следовательно, также к предоставлению обеспечения или гарантии таким должником. Следовательно, законность любой голландской гарантии или обеспечения, предоставленной(-ого) должником, может быть оспорена, и не исключено, что такое оспаривание может оказаться успешным.

Кроме того, если голландская компания предоставляет гарантию или обеспечение, а предоставление такой гарантии или обеспечения не отвечает корпоративным интересам компании, такая гарантия может быть аннулирована соответствующей голландской компанией (действующей при этом совместно с ее администратором или управляющим) и, как следствие, не будет являться действительной, имеющей обязательную юридическую силу и исковую силу в отношении такой голландской компании. При определении того, отвечало ли предоставление такой гарантии интересам соответствующей компании, голландские суды будут рассматривать текст статьи о целях компании, предусмотренной уставом компании, будет оценивать, получает ли компания, независимо от формулировки этой статьи, определенные коммерческие выгоды от сделки, в отношении которой была предоставлена гарантия или обеспечение, а также будет оценивать баланс между риском, который компания берет на себя, и выгодой, которую она получает, от такой сделки.

Если будет установлено, что коммерческой выгоды от сделок нет или что она недостаточна для компании, которая предоставляет гарантию или обеспечение, и/или статья устава о целях компании была нарушена, то такая компания (и любые управляющие конкурсной массой) могут оспорить предоставление такой гарантии или обеспечения, и вполне возможно, что такое оспаривание может оказаться успешным. Такая выгода может, в соответствии с голландским прецедентным правом, состоять из косвенной выгоды, полученной компанией в результате взаимозависимости между такой компанией и группой компаний, к которой она принадлежит. Кроме того, имеет значение также и то, не возникает ли вследствие предоставления такой гарантии или обеспечения угроза продолжению существования такой компании. Есть возможность того, что даже там, где существует такая сильная финансовая и коммерческая взаимозависимость, сделка может быть признана недействительной, если окажется, что предоставление гарантии или обеспечения не может служить реализации целей соответствующей компании, или если будет выявлен существенный дисбаланс в ущерб интересам компании между коммерческой выгодой, с одной стороны, и рисками, с другой.

Также может быть отказано в оплате по гарантии или документу обеспечения на основе доктрины обоснованности и справедливости (*redelijkheid en billijkheid*), форс-мажорных обстоятельств (*niet tekortkoming toerekenbare*), непредвиденных обстоятельств (*onvoorziene omstandigheden*), приостановки (*opschorting*) исполнения обязательств, расторжения (*ontbinding*) контракта, зачета (*verrekening*) и других общих средств защиты должников по голландскому законодательству в отношении действительности, обязательной юридической силы и возможности принудительного исполнения таких гарантий или прав обеспечения. Другие общие средства защиты включают требования о том, что гарантия или права обеспечения должны быть аннулированы, поскольку они заключались под недолжным влиянием (*misbruik van omstandigheden*), в результате мошенничества (*bedrog*), по принуждению (*bedreiging*) или в результате ошибки (*dwaling*).

Решение вопроса о том, может ли право залога в отношении акций быть создано до приобретения таких акций соответствующим залогодателем, не совсем очевидно, и такой вопрос не был разрешен в опубликованных судебных решениях.

Если право обеспечения создается в отношении предмета обеспечения, на которое голландская компания еще не получила правовой титул, на такой предмет не будет распространяться такое право обеспечения, если такая компания будет признана банкротом или если до получения такой компанией соответствующего правового титула ей будет предоставлена отсрочка по ее платежам.

В отношении любого обеспечения, регулируемого голландским законодательством (кроме как в отношении прав залога, если таковые имеются) отсутствует возможность проведения проверок в общедоступных реестрах, за исключением того, что любое обеспечение, создаваемое в отношении акций голландской

компании, должно быть зарегистрировано в реестре акционеров такой компании. Однако это не является убедительным доказательством отсутствия какого-либо ранее созданного обеспечения.

Согласно голландскому законодательству любое выданное обеспечение или гарантия или обязательство, принятое на себя голландской компанией или любой из ее дочерних компаний (включая, возможно, любые иностранные дочерние компании) с целью (*met het oog op*) приобретения каким-либо лицом акций в акционерном капитале соответствующей компании (или ее рефинансирования) нарушает голландское законодательство и, скорее всего, будут считаться недействительными. На соответствующие Гарантии и Обеспечение распространяются ограничения, соответственно.

Казахстан

По казахстанскому законодательству сделка может быть признана недействительной в следующих случаях:

- она была заключена в период с момента начала процедуры ликвидации до признания должника банкротом, по судебному решению в случае, когда суд устанавливает приоритетность требований одного кредитора(-ов) перед другими; или
- она была заключена в течение трех лет до начала процедуры ликвидации и по такой сделке другая сторона получила имущество без уплаты вознаграждения или за вознаграждение, стоимость которого значительно ниже рыночной стоимости соответствующего имущества, или же такая сделка была заключена без достаточных на то оснований, что в каждом случае отрицательно сказывается на интересах кредиторов соответствующего должника.

Кроме того, управляющий в рамках процедуры финансового оздоровления и ликвидатор может требовать возвращения имущества должника, переданного в течение трех лет до начала процедуры банкротства, в том случае, если такая передача была совершена для того, чтобы удовлетворить какое-либо обязательство до установленного срока его погашения, и это отрицательно сказалось на интересах других кредиторов.

Управляющий в рамках процедуры финансового оздоровления может также отказаться от исполнения договоров, которые не были полностью выполнены сторонами, в одном из следующих случаев: если выполнение такого договора могло бы повлечь за собой убытки для должника, если договор содержит необычно обременительные положения или является долгосрочным (т.е. заключен более чем на один год) или если такое выполнение могло бы негативно сказаться на интересах других кредиторов.

Остров Мэн

По законам о несостоятельности острова Мэн, предусматривается законодательное положение об аннулировании или отмены сделок (включая сделки по предоставлению гарантий) в определенных обстоятельствах в контексте несостоятельности. Однако юридическая защита предоставляется только лицам, которые вступали в соответствующие сделки добросовестно и за уплату имеющего стоимость встречного предоставления.

В законодательстве острова Мэн о несостоятельности существуют положения, которые регулируют вопросы, связанные с предоставлением "преимуществ в мошеннических целях". В результате действия таких положений, если в отношении компании начаты процедуры ликвидации в течение четырех месяцев после свершения сделки, которая была совершена с целью предоставления какому-либо кредитору преимуществ перед другими кредиторами, такая сделка будет считаться совершенной в мошеннических целях, за исключением того, что это не повлияет на права той стороны, которая вступила в соответствующую сделку с компанией добросовестно и за уплату имеющего стоимость встречного предоставления.

Законодательство острова Мэн о несостоятельности также предоставляет юридическую защиту в отношении добросовестных сделок, заключенных в отсутствие знания о соответствующих неблагоприятных факторах, и предусматривает, помимо прочего, что никакие положения соответствующего законодательства не приводят, в случае несостоятельности, к недействительности:

- какого-либо платежа со стороны соответствующего несостоятельного должника в пользу любого из его кредиторов;
- какого-либо платежа или поставки соответствующему несостоятельному должнику;

- какой-либо передачи или уступки со стороны такого несостоятельного должника, если такая передача или уступка была совершена в обмен на уплату имеющего стоимость встречного предоставления;
- какого-либо договора, операции или сделки со стороны соответствующего несостоятельного должника или с его участием, если такой договор, операция или сделка были совершены в обмен на уплату имеющего стоимость встречного предоставления;

при условии соблюдения обоих следующих условий, а именно:

- такой платеж, поставка, передача, уступка, договор, операция или сделка, в зависимости от обстоятельств, имеют место до даты вынесения соответствующего судебного постановления; и
- лицо (кроме такого должника), в пользу которого, со стороны которого или с участием которого были произведены такие платежи, поставки, передачи, уступки, договоры, операции или сделки, на момент осуществления соответствующего платежа, поставки, передачи, уступки, договора, операции или сделки не знал о каком-либо действии со стороны несостоятельного должника, допущенном до такого момента времени и дающем основание для возбуждения дела о банкротстве этого несостоятельного должника.

Законодательство острова Мэн о несостоятельности устанавливает дополнительное положение об аннулировании сделок в случае, если несостоятельность имеет место в течение двух и десяти лет с даты соответствующей сделки. В частности:

“... Любая передача имущества в доверительное управление, которая не является передачей имущества в доверительное управление осуществленной в пользу какого-либо покупателя или залогодержателя в добросовестном порядке и за уплату имеющего стоимость вознаграждения. . . является ничтожной, если лицо, передавшее такое имущество в доверительное управление, становится банкротом в течение двух лет после даты такой передачи имущества в доверительное управление, . . . и является ничтожной, если лицо, передавшее такое имущество в доверительное управление, становится банкротом в любой последующий момент в течение десяти лет после даты такой передачи имущества в доверительное управление, . . . если только стороны, выступающие с требованиями о получении имущества из такого доверительного управления, не смогут доказать, что лицо, передавшее такое имущество в доверительное управление, на момент такой передачи имущества в доверительное управление было в состоянии оплатить все свои долги без обращения к такому имуществу, являющемуся объектом такого доверительного управления, и что права лица, передавшего такое имущество в доверительное управление, перешли к доверительному управляющему соответствующей имущественной массой после оформления такой передачи.”

Опять же, права того лица, которое вступило в соответствующие сделки добросовестно и за вознаграждение, не будут затрагиваться.

Законодательство острова Мэн о несостоятельности устанавливает дополнительное общее положение, согласно которому сделки, совершенные с мошенническими или ненадлежащими намерениями, могут быть отменены. В соответствии с применимым законодательством любые мошеннические уступки прав или передача товаров или продукции должника считаются недействительными и не имеющими законной силы в отношении его добросовестных кредиторов, несмотря ни на какие обычаи или практику, говорящие об обратном. Таким образом, любая передача, которая осуществляется путем обмана или с недобросовестным умыслом, будет считаться недействительной в отношении кредиторов, если должник находится в состоянии несостоятельности или если следствием такой передачи является оставление должника без средств для оплаты его нынешних фактических или устанавливаемых долгов.

БВО

В случае несостоятельности юридического лица, зарегистрированного на БВО, следующие положения закона БВО о несостоятельности могут повлиять на права держателей Облигаций обратиться с иском по Гарантиям или документам обеспечения.

В соответствии со статьей 245 3Н сделка, заключенная любой компанией БВО, если она заключена в то время, когда компания является несостоятельной или приводит к несостоятельности такой компании ("**сделка несостоятельности**"), и если в результате заключения такой сделки какой-либо кредитор занимает лучшее положение, нежели то, в котором он находился бы в отсутствие такой сделки, будет считаться связанной с предоставлением несправедливого преимущества и ничтожной, если в течение шести месяцев (или двух лет, в случае связанного лица) в суд будет подано заявление о ликвидации этой компании ("**несправедливое преимущество**"). Сделка не является связанной с предоставлением несправедливого

преимущества, если такая сделка состоялась в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности. Это положение применяется независимо от того, произведена ли оплата или передача в обмен на уплату вознаграждения или по заниженной стоимости, и установлен ли период проверки подозрительных сделок.

В соответствии со статьей 246 ЗН преподнесение подарка или заключение сделки без встречного предоставления или сделки, в рамках которой стоимость встречного предоставления (будь то в денежной или иной форме) будет существенно ниже стоимости (в денежной или иной форме) встречного предоставления, предоставленного соответствующей компанией, будет (если это сделка несостоятельности) считаться сделкой по заниженной стоимости и ничтожной, если в течение шести месяцев (или двух лет, в случае связанного лица) в суд будет подано заявление о ликвидации такой компании. Компания не считается совершившей сделку по заниженной стоимости, если такая сделка совершена добросовестно и в целях коммерческой деятельности соответствующего лица и если на момент заключения такой сделки имелись достаточные основания полагать, что такая сделка пойдет на пользу компании.

В соответствии со статьей 248 ЗН сделка несостоятельности, заключенная компанией БВО, для получения кредита для компании (или предусматривающая предоставление кредита такой компании), может рассматриваться как грабительская кредитная сделка, если, с учетом риска, принимаемого лицом, предоставляющим такой кредит, условиями такой сделки предусматривается или предусматривалось осуществление непомерных платежей в связи с предоставлением такого кредита или такая сделка иным образом грубо противоречит обычным принципам справедливой торговли и такая сделка имеет место в течение шести месяцев (или двух лет, в случае связанного лица) с момента подачи в суд заявления о ликвидации такой компании.

Стоимость Обеспечения, обеспечивающего исполнение обязательств по Облигациям и Гаранциям, может оказаться недостаточной для удовлетворения обязательств Эмитент и Гарантов по Облигациям и Гаранциям, соответственно, и Обеспечение, обеспечивающее исполнение обязательств по Облигациям, может, при определенных обстоятельствах, сократиться или может быть «размыто».

Ни мы, ни какое-либо лицо, действующее от нашего имени, не проводили оценку стоимости какого-либо Обеспечения в связи с данным предложением. Не следует полагаться на балансовую стоимость Обеспечения как на критерий реальной стоимости этих активов. По своей природе, некоторые части Обеспечения, в том числе заложенный уставный капитал Эмитента и FvdS, могут оказаться неликвидными и, возможно, не совсем легко определяемыми или могут не иметь рыночной стоимости. В частности, следует отметить, что FvdS не является владельцем каких-либо активов, имеющих существенную ценность, кроме внутрикорпоративных контрактов, и единственным активом Эмитента будет Заем вырученных средств до завершения Замены, после чего такое лицо не будет иметь активов. Кроме того, стоимость Займа вырученных средств зависит от способности Жаикмуна осуществлять по нему платежи, что зависит от факторов, упомянутых в других параграфах раздела "Факторы риска". См. также раздел "Эмитент является специальным юридическим лицом, не занимающимся собственной, приносящей доход деятельностью".

По Соглашению о выпуске облигационного займа Zhaikmunai L.P. и его дочерним компаниям будет разрешаться, при соблюдении определенных условий, принимать на себя дополнительные долговые обязательства, обеспечиваемые Обеспечением на равной и пропорциональной основе с Облигациями (см. раздел "Описание Облигаций—Некоторые односторонние обязательства—Дефекты прав обеспечения" и "Описание Облигаций— Некоторые односторонние обязательства — Соглашения в отношении совместных прав на обеспечение"). Если Обеспечение, обеспечивающее исполнение обязательств по Облигациям, является предметом каких-либо ранее созданных залогов, залогов, разрешенных по Соглашению о выпуске облигационного займа, включая предусмотренные законом залогов, и иных прав обеспечения, стороны, в интересах которых были созданы такие залогов и права обеспечения, могут осуществлять в отношении Обеспечения права и средства правовой защиты, которые неблагоприятным образом повлияют на стоимость Обеспечения и способность Агента обеспечения реализовать или обратиться за взысканием на Обеспечение. Любое такое долговое обязательство может еще более ограничить объем средств, вырученных от реализации стоимости такого Обеспечения, которые будут иметься в распоряжении для удовлетворения требований держателей Облигаций.

Обеспечение состоит из первоначального залога акций Эмитента и его непосредственной холдинговой компании, FvdS, и первоначального залога Займа вырученных средств. См. раздел "Описание Облигаций— Обеспечение". Обеспечение не включает некоторые категории активов, в том числе акции и доли участия в капитале Гарантов (кроме FvdS), банковские счета, товарно-материальные запасы, доходы от инвентаризации и торговой дебиторской задолженности, какие-либо производственные объекты или земельные участки, принадлежащие Группе. В случае если в соответствии с условиями Соглашения о

выпуске облигационного займа произойдет Замена, в результате чего ТОО "Жаикмунай" заменит собой Эмитента как эмитента Облигаций, Заем вырученных средств будет уступлен или передан в порядке новации в пользу ТОО "Жаикмунай", после чего залог Займа вырученных средств прекратится. В этом случае единственным обеспечением исполнения обязательств по Облигациям и Гаранциям будут первоначальные залоги акций Zhaikmunai Finance B.V. (у которой не будет активов) и акций FvdS (которая является дочерней компанией без каких-либо операционных активов). Поэтому, сразу после Замены произойдет значительное снижение обеспечения Облигаций и Гаранций.

Обеспечения может оказаться недостаточным для погашения обязательств по Облигациям и/или Гаранциям и любых дополнительных долговых обязательств, которые обеспечивались бы на той же основе, что и Облигации. Ликвидация Обеспечения, обеспечивающего Облигации и/или Гаранции, может не привести к получению поступлений, достаточных для оплаты каких-либо сумм, причитающихся по Облигациям, после такого же выполнения обязательств по удовлетворению требований иных кредиторов, имеющих равнозначные права залога.

Способность Агента обеспечения получить заложенное имущество в свое владение может быть ограничена.

Закон о банкротстве может лишить Агента обеспечения, действующего от имени держателей Облигаций, возможности получить Обеспечение в свое владение и реализовать Обеспечение при наступлении случая неисполнения обязательств, если процедуры банкротства или иные процедуры несостоятельности были начаты со стороны или в отношении Эмитента или Гарантов до того, как Агент обеспечения получит Обеспечение в свое владение и реализует его. См. раздел "*—Законодательство Нидерландов, Казахстана, острова Мэн и БВО о несостоятельности может быть не таким благоприятным для вас, как законодательство США о несостоятельности, и может препятствовать получению держателями Облигаций платежей, причитающихся по Облигациям*". Невозможно предсказать, насколько будут отсрочены платежи по Облигациям после открытия дела о банкротстве, сможет ли Агент обеспечения получить Обеспечение в свое владение и реализовать его и когда и в каком объеме держателю Облигаций будет выплачена компенсация за любой отсрочку платежа или девальвацию Обеспечения.

Принудительное осуществление ваших прав в качестве держателя Облигаций или ваших прав по Гаранциям или Обеспечению в нескольких юрисдикциях может оказаться затруднительным.

Эмитент учрежден в соответствии с законодательством Нидерландов, а Гаранты учреждены в соответствии с законодательством Нидерландов, Казахстана, острова Мэн и БВО. В случае банкротства, несостоятельности, введения административного управления или аналогичного события, разбирательство может быть начато в любой из этих юрисдикций. Ваши права по Облигациям, Гаранциям и Обеспечению будут, скорее всего, регулироваться законами о несостоятельности и административным законодательством нескольких юрисдикций, и нет никаких гарантий того, что вы сможете эффективно осуществлять свои права в рамках таких сложных разбирательств. Кроме того, тот факт, что обращение взыскания на Обеспечение будет происходить по законодательству нескольких юрисдикций, может ограничить реализуемую стоимость Обеспечения.

Законы о несостоятельности, введении административного управления и другие законы юрисдикции места учреждения Эмитента и Гарантов могут существенно отличаться друг от друга, противоречить друг другу и законам Соединенных Штатов Америки, в том числе в части, касающейся прав кредиторов, преимущественной очередности государственных и других кредиторов, возможности получения прав на имущество после ходатайства, сроков разбирательства и времени на преимущественное удовлетворение. Применение этих законов и любое противоречие между ними могут вызвать вопрос о том, должны ли и, если да, то в каком объеме должны применяться законы той или иной юрисдикции, будут ли они и, если да, то в какой степени они будут отрицательно влиять на вашу возможность осуществления ваших прав по Гаранциям и документам обеспечения в этих юрисдикциях, или могут ли они и, если да, то в какой степени они могут ограничивать размер сумм, которые вы можете получить. См. раздел "*—Законодательство Нидерландов, Казахстана, острова Мэн и БВО о несостоятельности может быть не таким благоприятным для вас, как законодательство США о несостоятельности, и может препятствовать получению держателями Облигаций платежей, причитающихся по Облигациям*".

Права обеспечения в отношении некоторой части Обеспечения не будет предоставляться непосредственно держателям Облигаций, и способность Агента обеспечения обратиться за взысканием на Обеспечение может быть ограничена местным законодательством.

Способность Агента обеспечения обратиться за взысканием на обеспечение зависит от императивных положений законодательства каждой юрисдикции, в которой создается обременение в отношении Обеспечения. Существует некоторая неопределенность по законодательству некоторых стран относительно того, будет ли обеспечиваться на законных основаниях обязательство перед бенефициарными собственниками Облигаций, которые не фигурируют в качестве зарегистрированных держателей в каком-либо документе обеспечения.

Принято считать, что по голландскому законодательству права обеспечения не могут быть законным образом созданы в пользу лица, которое не является кредитором по требованию, которое, как предполагается, обеспечивается соответствующими правами обеспечения. Поэтому, в сделках, где права обеспечения регулируются по голландскому законодательству, традиционным является то, что такими правами обеспечения владеет агент в интересах держателей Облигаций посредством использования структуры, в которой (i) Эмитент и каждый должник обязуются уплатить агенту в его индивидуальном качестве (т.е. как лицу, действующему от своего имени, а не в качестве агента или представителя держателей Облигаций) сумму, равную совокупности сумм, причитающихся с такого должника держателям Облигаций по соответствующим финансовым документам, и (ii) все регулируемые голландским законодательством права обеспечения по таким документам принадлежат агенту как залогодержателю по таким документам в качестве обеспечения уплаты сумм, причитающихся ему, как указано выше в подпункте (i). Долг, который должен быть отдельно создан и причитаться со стороны каждого должника в пользу соответствующего агента в соответствии с такой структурой, как правило, называется "параллельный долг" (или иногда "обязательство по платежу"). Все выплаты по основному долгу считаются погашающими такой параллельный долг в аналогичном объеме. Структура параллельного долга будет использоваться для целей обеспечения законности и возможности взыскания по документам обеспечения, регулируемым голландским правом.

В отношении любого доверительной собственности, которую планируется учредить со стороны любой голландской компании, следует отметить, что понятие "доверительная собственность", имеющееся, к примеру, в законодательстве штата Нью-Йорк или в английском праве, в голландском праве не существует. Нидерланды, однако, ратифицировали Гаагскую Конвенцию о праве, применимом к трастам, и их применении, и, следовательно, можно ожидать, что такая доверительная собственность будет признана судами Нидерландов, при условии, что (i) это доверительная собственность в значении Статьи 2 Гаагской Конвенции о праве, применимом к трастам, и их применении, (ii) она создана законным образом и существует в соответствии с законодательством государства, в котором она создана, и подтверждена в письменной форме, (iii) суд, в который было подано ходатайство о признании такой доверительной собственности, не придет к выводу, что ее такой доверительной собственности имеют большее отношение к какой-либо юрисдикции, в которой концепция «доверительной собственности» не существует, (iv) такие элементы также во всех иных отношениях находятся в соответствии с требованиями о признании доверительной собственности в рамках Гаагской Конвенции о праве, применимом к трастам, и их применении.

По мнению нашего голландского юридического консультанта, есть сильные аргументы для заключения о том, что параллельный долг предоставляет соответствующему агенту действительное право требования, которое может быть действительным образом обеспечено регулируемым голландским правом правами обеспечения, созданными в интересах такого агента. Структура параллельного долга представляет собой распространенный механизм, используемый в сделках, связанных с финансированием, в Нидерландах. Тем не менее, он никогда не апробировался в голландских судах, и не может быть никаких гарантий того, что, будучи даже апробирован, его правомерность будет подтверждена, и, если права обеспечения в отношении соответствующего предмета, созданные для обеспечения «параллельного долга», будут успешно оспорены, держатели Облигаций могут не получить каких-либо средств, вырученных в результате реализации обеспечительных прав на Обеспечение.

Вы, возможно, не сможете получить возмещение в гражданском судопроизводстве за нарушение законодательства США о ценных бумагах.

Эмитент и Гаранты являются юридическими лицами, учрежденными за пределами Соединенных Штатов Америки. Все директора и исполнительные должностные лица Эмитента и Гарантов являются нерезидентами в отношении Соединенных Штатов Америки, и все активы Эмитента и его Гарантов, а также активы наших директоров и исполнительных должностных лиц, находятся за пределами Соединенных Штатов Америки. В результате, для инвесторов может оказаться невозможным вручение нам, нашим директорам и исполнительным должностным лицам или директорам и исполнительным должностным

лицам Гарантов, процессуальных документов в Соединенных Штатах Америки или приведение в исполнение вынесенных в отношении Эмитента или Гарантов судебных решений, принятых судами Соединенных Штатов Америки и основанных на гражданско-правовых положениях законодательства США о ценных бумагах. См. раздел "*Обеспечение исполнения судебных решений*".

Облигации будут обеспечиваться только в объеме стоимости Обеспечения, которое было предоставлено в качестве обеспечения исполнения обязательств по Облигациям, и будущая задолженность может обеспечиваться определенными активами, которые не являются предметом обеспечения по Облигациям.

Облигации будут обеспечены только в пределах стоимости Обеспечения, которое будет состоять из первоначального залога предоставляемого Эмитентом Жаикмунаю (являющемуся дочерней компанией, которая проводит все производственные операции и владеет большинством активов Zhaikmunai L.P.) займа средств, вырученных от реализации настоящего предложения Облигаций, и первоочередных залогов акций Эмитента и его непосредственной холдинговой компании FvdS. См. раздел "*Описание Облигаций—Обеспечение*". Не все наши активы обеспечивают Облигации, и Соглашение о выпуске облигационного займа позволит Zhaikmunai L.P. и его ограниченным дочерним компаниям обеспечивать определенные будущие долговые обязательства (включая долговое обязательство, которое мы, возможно, постараемся принять на себя для финансирования строительства второго этапа Установки подготовки газа (см. раздел "*Коммерческая Деятельность—Капитальные инвестиции—Установка подготовки газа*")), стоимость которого, по нашим расчетам, составляет около 362 млн. долл. США), которые разрешено принимать по Соглашению, имуществом и активами, которые не являются предметом обеспечения по Облигациям. Стоимость таких активов и имущества может быть значительной. В случае возникновения неисполнения обязательств по Облигациям и предъявления требования о досрочном погашении таких обязательств, требования по Облигациям и Гарантиям могут быть субординированы по отношению к требованиям по таким долговым обязательствам, и на них может не распространяться обеспечение, предоставленное по таким долговым обязательствам, и такие требования по Облигациям и Гарантиям будут предоставлять ту же очередность удовлетворения из стоимости любого имущества или активов, исключенных из состава обеспечения, обеспечивающего Облигации или такие долговые обязательства, что и требования кредиторов по иной необеспеченной задолженности Zhaikmunai L.P. и его ограниченных дочерних компаний.

Недавний опыт показал, что кредитные рейтинги не отражают все риски.

Одно или несколько независимых рейтинговых агентств может присвоить кредитные рейтинги Облигациям. Рейтинги могут не отражать потенциального воздействия всех рисков, связанных со структурой, рынком, дополнительными факторами, описанными в настоящем Меморандуме о предложении, и с другими факторами, которые могут повлиять на стоимость Облигаций. Кредитный рейтинг не является рекомендацией купить, продать или держать ценные бумаги; он может пересматриваться или может быть отозван соответствующим рейтинговым агентством в любое время.

Для Облигаций нет действующего вторичного рынка, и нет никакой гарантии того, что держатели Облигаций смогут продать свои Облигации.

В настоящее время рынок Облигаций отсутствует. Мы сделали заявку на включение Облигаций в Официальный котировальный список Люксембургской фондовой биржи и предоставление допуска к торгам на рынке Euxo MTF в соответствии с правилами такой биржи, но мы не можем гарантировать ликвидность того или иного рынка, который может появиться в отношении Облигаций, вашу способность продать Облигации или цену, по которой вы сможете продать Облигации. Ликвидность и будущие цены сделок с Облигациями будут зависеть от многих факторов, в том числе, среди прочего, от преобладающих процентных ставок, результатов операций и рынков аналогичных ценных бумаг. Первоначальные покупатели Облигаций сообщили нам о том, что они намерены создать рынок Облигаций после завершения данного предложения. Но они не обязаны этого делать. Действия по созданию рынка ценных бумаг, которые были начаты, могут быть в любой момент времени прекращены. Кроме того, изменения на общем рынке высокодоходных ценных бумаг и изменения в нашей финансовой деятельности на рынках, на которых мы работаем, могут сказаться негативно на ликвидности любого вторичного рынка Облигаций, который все же развивается, и на тех или иных рыночных ценовых квотах на Облигации. В результате, мы не можем гарантировать, что для Облигаций действительно появиться активный вторичный рынок.

Исторически сложилось так, что рынки долговых обязательств неинвестиционного уровня, таких как Облигации, подвергались потрясениям, которые приводили к существенным колебаниям цен на такие долговые обязательства. Любой рынок Облигаций может подвергнуться аналогичным потрясениям. Любые потрясения могут повлиять на ликвидность и цену сделки с Облигациями, независимо от наших финансовых показателей и перспектив, и оказать негативное воздействие на держателей Облигаций.

Передача Облигаций связана с определенными ограничениями.

Эмитент не принимал на себя обязательства и не планирует регистрировать Облигации по Закону о ценных бумагах или законодательству того или иного штата США о ценных бумагах. Вы не вправе предлагать или продавать Облигации, кроме как в соответствии с освобождением от регистрационных требований, установленных Законом о ценных бумагах или применимыми законами штатов о ценных бумагах, или же в рамках сделки, не подпадающей под действие таких регистрационных требований. Эмитент не обязывался зарегистрировать Облигации или осуществлять те или иные предложения об обмене Облигаций в будущем. Кроме того, Эмитент не регистрировал Облигации по законодательству о ценных бумагах какой-либо страны. Вы должны прочитать соответствующее обсуждение под заголовком "*К сведению инвесторов*" и "*Ограничения в отношении передачи*" для получения дополнительной информации об этих ограничениях в отношении передачи. Вашей обязанностью является обеспечение того, чтобы любые ваши предложения и продажи Облигаций в пределах Соединенных Штатов Америки и других стран соответствовали любым применимым законам о ценных бумагах.

Первоначально Облигации будут храниться в бездокументарной форме, и, следовательно, вы должны полагаться на правила соответствующей клиринговой системы для осуществления каких-либо прав или использования каких-либо средств правовой защиты.

До тех пор пока не будут выпущены индивидуальные Облигации в обмен на бездокументарные права на Облигации, владельцы бездокументарных прав не будут считаться держателями Облигаций. Вместо этого, единственным держателем Облигаций будет считаться общий депозитарий или назначенное им лицо.

Бездокументарные права на Облигации регламентируются процедурами DTC, и участники DTC и владельцы таких прав не будут иметь прямого права непосредственно отвечать на запросы о предоставлении согласия, отказов от прав или запросы о совершении иных действий со стороны держателей Облигаций.

До тех пор пока не будут выпущены Облигации в индивидуальной зарегистрированной форме, или индивидуальные именные Облигации, в обмен на бездокументарные права, владельцы бездокументарных прав не будут считаться собственниками или держателями Облигаций. DTC (или назначенное ею лицо) будет являться единственным держателем глобальных Облигаций, представляющих Облигации. После осуществления платежа DTC мы не будем нести ответственности или обязательства по уплате процентов, основной суммы долга или иных сумм соответствующим владельцам бездокументарных прав. Соответственно, если вы владеете бездокументарными правами, вы должны полагаться на процедуры DTC, а если вы не являетесь участником системы DTC, то на процедуры участника, через которого вы владеете своим правом, для осуществления каких-либо прав и обязанностей владельца согласно Соглашению о выпуске облигационного займа. См. раздел "*Бездокументарный учет, передача и форма*".

В отличие от самих держателей Облигаций, владельцы бездокументарных прав не будут иметь прямого права непосредственно отвечать на наши запросы о предоставлении согласия, отказов от прав или запросы о совершении иных действий со стороны держателей Облигаций. Вместо этого, если вы владеете бездокументарным правом, вам будет разрешено действовать только в том случае, если вы получили соответствующие полномочия на совершение таких действий от DTC. Нет никаких гарантий, что процедуры, по которым осуществляется предоставление таких полномочий, будут достаточными для того, чтобы вы могли своевременно проголосовать по каким-либо запрашиваемым действиям.

Аналогичным образом, при наступлении какого-либо случая неисполнения обязательств по Соглашению о выпуске облигационного займа, до тех пор, пока не будут выпущены индивидуальные именные Облигации в отношении всех бездокументарных прав, если вы владеете бездокументарными правами, вам будет запрещено действовать через DTC. Мы не можем вас заверить в том, что процедуры, осуществляемые в рамках ДТК, будут достаточны для обеспечения своевременного осуществления прав по Облигациям. См. раздел "*Бездокументарный учет, передача и форма*".

Условия нашей задолженности ограничат нашу операционную гибкость.

Помимо прочего, Соглашение о выпуске облигационного займа ограничивает способность Zhaikmunai L.P. и его дочерних компаний:

- брать на себя или гарантировать дополнительные долговые обязательства;

- выплачивать дивиденды, производить выплаты в порядке распределения прибыли, погашать или выкупать их ценные бумаги;
- осуществлять инвестиции;
- предоставлять права обеспечения или создавать залоговые права в отношении из активов;
- заключать сделки с их аффилированными лицами, кроме как на строго коммерческих началах;
- передавать или продавать активы дочерних компаний или доли в дочерних компаниях;
- заключать сделки продажи с обратной арендой;
- гарантировать будущие обязательства;
- снижать Обеспечение; или
- участвовать в сделках по слиянию или объединению.

Эти обязательства могут ограничить способность Группы финансировать свою будущую деятельность, потребности в капитале и ее способность осуществлять приобретения, а также другую деятельность, которая может быть в интересах Группы.

Если Zhaikmunai L.P. и его дочерние компании допустят неисполнение любого из этих обязательств, они, по условиям Соглашения о выпуске облигационного займа, будут считаться допустившими неисполнение обязательств, и Доверительный управляющий или держатели Облигаций смогут объявить основную сумму долга и проценты по Облигациям подлежащими немедленной уплате и погашению, с учетом любого применимого срока на исправление соответствующего нарушения. Эти ограничения могут существенным образом негативно повлиять на способность Zhaikmunai L.P. и его дочерних компаний финансировать свою будущую деятельность и потребности в капитале или заниматься другой деятельностью, которая может быть в их интересах. См. раздел "*Описание Облигаций—Некоторые односторонние обязательства*" и "*Описание прочей задолженности и некоторых финансовых соглашений*".

При инвестировании в Облигации вы можете столкнуться с рисками, связанными с колебаниями валютных курсов.

Облигации номинированы и выплачиваются в долларах. Если вы оцениваете доходность инвестиций в другой валюте, то инвестирование средств в Облигации влечет за собой риски, связанные с колебаниями валютных курсов по причине, среди других факторов, возможных значительных изменений в стоимости доллара по отношению к вашей базовой валюте. Такие колебания валютных курсов могут возникнуть в результате воздействия экономических, политических и других факторов, над которыми мы не имеем никакого контроля. Снижение курса доллара по отношению к вашей базовой валюте может вызвать уменьшение вашей эффективной доходности от Облигаций ниже заявленной ставки купона, и может привести к возникновению у вас убытка при переводе прибыли по Облигациям в вашу базовую валюту. Для вас могут возникнуть такие некоторые налоговые последствия в результате получения прибыли или убытка от курсовой разницы при инвестировании в Облигации.

Мы можем не быть в состоянии привлечь достаточно средств для выкупа Облигаций, если произойдет смена контроля.

После смены контроля (как определено в Соглашении о выпуске облигационного займа), у нас может возникнуть обязательство по выкупу всех или части непогашенных на тот момент Облигаций по цене, равной 101% от номинальной стоимости, плюс начисленные и неуплаченные проценты и дополнительные суммы, если таковые имеются, в зависимости от обстоятельств, на дату выкупа. Если произойдет смена контроля, мы не можем гарантировать вам, что у нас будет достаточно средств для оплаты покупной цены находящихся в обращении Облигаций, и мы полагаем, что для этого понадобится привлечение финансирования у третьей стороны. Мы не можем гарантировать вам, что мы сможем получить такое финансирование на благоприятных условиях или что мы его вообще сможем получить. Кроме того, наши другие долговые обязательства могут предусматривать требования, связанные с запретом на осуществление платежей, в отношении некоторых событий или сделок, которые могут представлять смену контроля по Соглашению о выпуске облигационного займа. Неспособность выкупить предъявленные для погашения

Облигации будут представлять собой случай неисполнения обязательств по Соглашению о выпуске облигационного займа.

Положения о смене контроля, предусмотренные Соглашением о выпуске облигационного займа, могут не обеспечить предоставление держателям Облигаций достаточной защиты на случай совершения сделок с высокой долей заемных средств, включая реорганизации, реструктуризации или слияния, так как эти операции могут повлечь такие изменения в структуре лиц, обладающих правами голоса, или структуре бенефициарных собственников, которые будут достаточными для того, чтобы считаться основанием для реализации положений о смене контроля. См. раздел "*Описание Облигаций—Смена контроля*".

Облигации могут выпускаться со скидкой на первичное размещение для целей федерального подоходного налога США, что может оказать влияние на рыночную стоимость Облигаций, которыми владеют Держатели из США и лица, не являющиеся Держателями из США.

Облигации могут быть выпущены со скидкой на первичное размещение ("СПР") для целей федерального подоходного налога США. Если размер СПР по Облигациям будет превышать установленный законом минимум, любой держатель Облигаций из США будет обязан включить такую СПР в свой валовый доход по мере начисления (до получения относящихся к нему денежных средств), исходя из метода постоянного дохода и независимо от постоянного учетного метода, используемого таким держателем Облигаций из США для целей федерального подоходного налога США. См. раздел "*Налогообложение— Вопросы, касающиеся федерального подоходного налога США*".

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОСТУПЛЕНИЙ

Эмитент намерен использовать средства, вырученные от реализации предложения, для предоставления Жаикмунаю Займа вырученных средств, который, в свою очередь, будет использоваться (i) для выплаты в полном объеме невыплаченных сумм по Синдицированному Кредиту, (ii) для оплаты затрат, сборов и расходов в связи с реализацией предложения и (iii) в случае новации или прекращения соглашений по хеджированию, требуемых по Синдицированному Кредиту, для оплаты всех издержек в связи с изменением условий или денежных компенсаций при расторжении соглашений или аналогичных сумм по таким соглашениям, при этом оставшиеся средства, вырученные от реализации предложения, будут использоваться для общекорпоративных целей, в том числе в ходе проведения работ, связанных с недропользованием. См. *“Капитализация”*. Примерная сумма чистых средств, вырученных от реализации предложения, составит 434 млн. долл. США (с учетом того, что прогнозируемые затраты на совершение сделки составят не более 3,5% от валовой суммы средств, вырученных от выпуска) соответствующих ценных бумаг.

ЭМИТЕНТ



ЭМИТЕНТ

Учреждение и статус

Эмитент является финансовой компанией, зарегистрированной 29 апреля 2010 года в качестве частной компании с ограниченной ответственностью (*besloten Vennootschap* *встретился beperkte aansprakelijkheid или BV*), учрежденной в соответствии с законодательством Нидерландов. Эмитент зарегистрирован в торговом реестре Нидерландов под номером 32171914. Устав Эмитента доступен для ознакомления по адресу зарегистрированного офиса Эмитента: Zuidsingel 1, 3811 ГК Amersfoort / Амерсфоорт.

До реализации данного предложения Эмитент не имел существенных активов, обязательств, невыплаченного заемного капитала или каких-либо условных обязательств. После завершения данного предложения единственным значительным активом Эмитента будет Заем вырученных средств. Существенными обязательства Эмитента станут его обязательства по Облигациям. Эмитент не имеет дочерних предприятий. См. раздел "*Факторы риска—Эмитент является специальным юридическим лицом, не занимающимся собственной, приносящей доход деятельностью*".

Цели

Устав Эмитента предусматривает то, что целями деятельности Эмитента является:

- финансирование компаний группы и для таких целей привлечение заемного капитала путем выпуска облигаций, получения банковского финансирования или любым иным способом;
- предоставление гарантий, обеспечения, гарантирование исполнения обязательств или принятие на себя обязательств иным образом, будь то на условиях солидарной ответственности или на иных условиях, в отношении обязательств компаний группы и третьих сторон; и
- совершение любых иных действий, которые связаны или могут быть необходимы для достижения указанных целей.

Акционерный капитал

Заявленный акционерный капитал Эмитента составляет 90 000 евро и представлен 90 000 акций номинальной стоимостью 1 евро. 18 000 евро (одна пятая) зарегистрированного капитала Эмитента оплачены. Единственным акционером Эмитента является Frans Van der Schoot B.V.

Директора

В Эмитенте сформирован совет директоров, состоящий в настоящее время из следующих двух директоров (адрес места работы которых располагается по вышеуказанному адресу зарегистрированного офиса Эмитента):

- Люк Болен; и
- Жан-Рю Мюллер.

КАПИТАЛИЗАЦИЯ

В нижеприведенной таблице представлены сведения о консолидированной капитализации Группы по состоянию на 30 июня 2010 года, исходя из данных прошедших периодов, с учетом корректировок, внесенных для отражения результатов предложения, как если бы оно состоялось 30 июня 2010 года. Консолидированная финансовая информация за прошедшие периоды была получена из непроверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности по состоянию на (и за шесть месяцев, завершившихся) 30 июня 2010 года, которая была подготовлена в соответствии с МСФО и приведена в данном Меморандуме о предложении.

Данную таблицу следует рассматривать вместе с разделами "Использование поступлений", "Обсуждение и анализ руководством финансового положения и результатов деятельности", "Описание прочей задолженности и некоторых финансовых соглашений" и с информацией, приведенной в непроверенной аудиторами сжатой финансовой отчетности Zhaikmunai L.P. и его дочерних предприятий по состоянию на (и за шесть месяцев, завершившихся) 30 июня 2010 года, проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности по состоянию на (и за годы, завершившиеся) 31 декабря 2009 г. и 2008 г., и Сводной финансовой отчетности за 2007 год, и, в каждом случае, вместе с информацией, содержащейся в сопроводительных примечаниях, приведенных в тех или иных разделах настоящего Меморандума о предложении. После 30 июня 2010 года в нашей капитализации не происходило никаких существенных изменений.

	На 30 июня 2010 г.		
	Данные за прошедшие периоды	Корректировка	С учетом корректировки
		(млн. долл. США)	
Деньги и денежные эквиваленты	74,192	19,078	161,593
Огранич. к исп. наличность по Синдицированному Кредиту ⁽¹⁾	19,078	(19,078)	—
Доходы после выплаты Синдицированного Кредита.....	—	68,323 ⁽²⁾	—
Существующая задолженность:			
Синдицированный Кредит	381,677	(381,677)	—
Капитализ.затраты по сделке с Синдиц. Кредитом	(21,860)	21,860	—
Задолженность, которая возникнет в связи с предложением Облигаций:			
Облигации, предлагаемые на основании настоящего Меморандума о предложении	—	450,000	450,000
Общая задолженность	359,817	90,183	450,000⁽³⁾
Собственный капитал и капитальные резервы товарищества.....	491,220	(21,860)	469,360
Капитализация	851,037	—	919,360

(1) Ограниченная к использованию наличность, требуемая по Синдицированному Кредиту, в размере 19,078 млн. долл. США будет высвобождена после рефинансирования Синдицированного Кредита. Ограниченная к использованию наличность по Синдицированному Кредиту равна ограниченной к использованию наличности Группы в размере 21,486 млн. долл. США, за вычетом денежных средств, относящихся к ликвидационному фонду в сумме 2,408 млн. долл. США. Деньги и денежные эквиваленты Группы составляют 84,512 долл. США по состоянию на 31 августа 2010 года (включая ограниченную к использованию наличность по Синдицированному Кредиту в размере 19,078 млн. долл. США и наличность, относящуюся к ликвидационному фонду, в размере 2,517 млн. долл. США).

(2) Доходы в размере 450,000 млн. долл. США от размещения Облигаций, предлагаемых на основании настоящего Меморандума о предложении, будут использованы для погашения долга по Синдицированному Кредиту в размере 381,677 млн. долл. США. В результате, деньги и денежные эквиваленты увеличатся на 68,323 млн. долл. США, и указанные средства будут использованы для оплаты расходов на выпуск Облигаций, сумма которых, как прогнозируется, составит не более 3,5% от валовых поступлений от такого выпуска, а также на погашение любых сумм по издержкам в связи с изменением условий или расторжением контракта или иных сумм, подлежащих уплате (если таковые имеются) для новации или прекращения существующих контрактов на хеджирование.

(3) Эта сумма не учитывает последствий осуществления расходов на выпуск Облигаций по МСФО. См. сноску 2.

ВЫБОРОЧНАЯ ФИНАНСОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ ЗА ПРОШЕДШИЕ ПЕРИОДЫ

Финансовая отчетность Группы, включенная в настоящий Меморандум о предложении, была подготовлена в соответствии с МСФО. Сводная финансовая за 2007 год, приведенная в настоящем Меморандуме о предложении, была подготовлена в соответствии с МСФО, за исключением того, что она готовилась на сводной основе и, следовательно, не соответствуют МСБУ 27 "Консолидированная и отдельная финансовая отчетность".

После учреждения Zhaikmunai L.P. в августе 2007 года и последующей реорганизации в марте 2008 года Жаикмунай, товарищество с ограниченной ответственностью, учрежденное в соответствии с законодательством Казахстана, и единственное операционное дочернее предприятие Группы, стал косвенной 100%-ной дочерней компанией Zhaikmunai L.P. В данном Меморандуме о предложении приводится непроверенная аудиторами сжатая консолидированная финансовая отчетность Zhaikmunai L.P. и его дочерних предприятий по состоянию на (и за шесть месяцев, завершившихся) 30 июня 2010 года, проверенная аудиторами консолидированная финансовая отчетность Zhaikmunai L.P. и его дочерних предприятий по состоянию на (и за годы, завершившиеся) 31 декабря 2009 года и 2008 года, и Сводная финансовая отчетность за 2007 год. После реорганизации 28 марта 2008 года Claydon и Jubilata стал дочерними компаниями Zhaikmunai L.P.

Отчет аудиторов, подготовленный Ernst & Young LLP в отношении проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности по состоянию на (и за год, завершившийся) 31 декабря 2008 года, содержит ссылку на Примечание 2 к консолидированной финансовой отчетности, касающееся нарушения Жаикмунаем Синдицированного Кредита, и, без указания каких-либо оговорок к своему заключению, Ernst & Young LLP подчеркивают в таком отчете, что факт зависимости Жаикмунай от рефинансирования его долга (который представляет собой заем по Синдицированному Кредиту, который был отнесен к категории текущих обязательств и размер которого превысил текущие активы примерно на 363 млн. долл. США по состоянию на 31 декабря 2008 года) свидетельствуют о наличии существенной неопределенности в отношении способности Группы продолжать деятельность в качестве действующего предприятия. После отказа от требований в отношении такого нарушения в соответствии с соглашением о внесении изменений от 27 августа 2009 года, указанный кредит был переведен в категорию долгосрочных обязательств в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности по состоянию на (и за год, завершившийся) 31 декабря 2009 года. Заключение аудиторов, подготовленное Ernst & Young LLP в отношении проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности по состоянию на (и за год, завершившийся) 31 декабря 2009 года, не делает какого-либо акцента на этом вопросе.

Потенциальным инвесторам следует ознакомиться со следующей выборочной консолидированной финансовой информацией вместе с информацией, приведенной в разделах "Использование поступлений", "Обсуждение и анализ руководством финансового положения и результатов деятельности", "Описание прочей задолженности и некоторых финансовых соглашений", и информацией, содержащейся в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности и сопроводительных примечаниях, приведенных в тех или иных разделах настоящего Меморандума о предложении.

Данные из отчета о прибыли

	За год, завершившийся 31 декабря			За шесть месяцев, завершившихся 30 июня	
	2009 г.	2008 г.	2007 г.	2010 г.	2009 г.
	(непровер.)				
	(в млн. долл. США)				
Сбыт сырой нефти	116,033	135,912	108,490	74,654	44,680
Себестоимость	(44,035)	(44,610)	(37,401)	(20,733)	(18,705)
Валовая прибыль	71,998	91,302	71,089	53,921	25,975
Общие и административные расходы	(29,726)	(20,299)	(12,542)	(13,671)	(14,184)
Расходы на реализацию и транспортировку нефти	(5,692)	(24,212)	(6,793)	(3,505)	(2,847)
Прибыль/(убытки) по контрактам на хеджирование ..	(16,909)	64,780	—	(0,060)	(15,433)
Доход от процентов	0,060	0,604	—	0,058	—
Затраты на финансирование	(7,801)	(13,171)	(6,841)	(0,654)	(3,498)
Прибыль/(убытки) от курсовой разницы	(2,184)	(1,527)	6,247	0,126	(12,624)
Прочая прибыль/(расходы)	(0,906)	1,189	0,820	(0,395)	(0,234)
Прибыль до налога на прибыль	8,840	98,666⁽¹⁾	51,980	35,820	(22,845)
Расходы на уплату налога на прибыль/приход	(27,608)	(35,188)	(15,650)	(16,243)	2,744
Чистая прибыль/(убытки)	(18,768)	63,478	36,330	19,577	(20,101)
Прочая совокупная прибыль:					

Курсовая разница при конвертации в валюту отчетности	—	(0,702)	—	—	—
Всего совокупная прибыль/(убытки) за год	(18,768)	62,776	36,330	19,577	(20,101)

- (1) Прибыль до налога на прибыль за 2008 год включает значительную прибыль по хеджированию в размере 64.8 млн.долл. США.

Данные из отчета о движении денежных средств

	За год, завершившийся 31 декабря			За шесть месяцев, завершившихся 30 июня	
	2009 г.	2008 г.	2007 г.	2010 г.	2009 г.
	(непровер.)				
	(в млн. долл. США)				
Чистые денежные средства от операционной деятельности	45,934	44,223 ⁽¹⁾	48,233	24,672	13,836
Чистые денежные средства, исп. в инвестиционной деятельности	(200,673)	(195,196)	(173,105)	(71,316)	(24,918)
Чистые денежные средства от /(используемые в) финансовой деятельности.....	279,418	155,627 ⁽²⁾	129,166	(16,586)	39,391

- (2) Общая сумма чистых денежных средств от операционной деятельности по состоянию на 31 декабря 2008 г., отраженная в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2008 года, составила 45,819 млн.долл. США (по сравнению с 44,223 млн.долл. США за тот же год, указанный в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2009 года). Разница (1,596 млн.долл. США) возникает из-за перевода прибыли по хеджированию в размере 1,596 млн. долл. США из категории чистых денежных средств, полученных от операционной деятельности, в категорию чистых денежных средств от финансовой деятельности.

- (2) Общая сумма чистых денежных средств от (используемых в) финансовой деятельности по состоянию на 31 декабря 2008 года, отраженная в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2008 года, составляла 175,109 млн.долл. США (по сравнению с 155,627 млн.долл. США за тот же год, указанный в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2009 года). Разница (19,482 млн.долл. США) возникает из-за перевода ограниченных к использованию денежных средств в размере 21,078 млн.долл. США, за минусом прибыли по хеджированию в размере 1,596 млн.долл. США, из категории текущих активов в категорию внеоборотных активов.

Данные из баланса

	По состоянию на 31 декабря			По состоянию на 30 июня
	2009 г.	2008 г.	2007 г.	2010 г.
	(непровер.)			
	(в млн. долл. США)			
АКТИВЫ				
Внеоборотные активы				
Основные средства.....	770,953	513,491	289,533	864,952
Контракт на хеджирование по справедливой стоимости	0,098	62,923	—	0,038
Ограниченная к использованию наличность	21,358	—	—	21,486
Предоплата за оборудование и строительные работы	27,399	75,385	70,475	21,259
	819,808	651,799	360,008	907,735
Текущие активы				
Ограниченная к использованию наличность	—	21,078	—	—
ТМЗ.....	3,477	3,589	2,496	7,447
Задолженность поставщиков и подрядчиков.....	13,878	1,084	9,530	4,133
Предоплаты и прочие текущие активы	22,663	28,081	14,351	18,009
Предоплата по налогу на прибыль	5,599	5,386	—	9,040
Денежные средства и их эквиваленты.....	137,375	11,887	7,360	74,192
	182,992	71,105	33,737	112,821
Итого активы	1 002,800	722,904	393,745	1 020,556
СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
Капитал и резервы товарищества				
Уставной капитал	366,942	92,072	—	366,942
Нераспределенная прибыль и резервы	110,827	129,595	66,819	130,404

	477,769	221,667	66,819	497,346
Долгосрочные обязательства				
Долгосрочные займы	356,348	—	203,982	359,817
Производный финансовый инструмент	—	—	—	—
План опциона по акциям по справедливой стоимости	7,025	0,516	—	5,992
Обязательства по ликвидации и восстановлению площадок	3,373	3,411	1,299	3,777
Доля Правительства Казахстана	6,363	6,330	6,317	6,323
Отсроченные налоговые обязательства	76,659	56,940	26,191	87,959
	449,768	67,197⁽¹⁾	237,789	463,868
Текущие обязательства				
Расчеты с поставщиками и подрядчиками	66,381	60,953	36,066	51,219
Текущая часть долгосрочных займов	—	365,439	45,521	—
Текущая часть Доли Правительства Казахстана	1,028	1,031	2,062	1,017
Другие текущие обязательства.....	7,854	6,617	5,488	7,106
	75,263	434,040⁽²⁾	89,137	59,342
Итого собственный капитал и обязательства.....	1 002,800	722,904	393,745	1 020,556

(1) Общая сумма долгосрочных обязательств по состоянию на 31 декабря 2008 г., отраженная в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2008 г., составила 66,681 млн.долл. США (по сравнению с 67,197 млн.долл. США за тот же год, как указано в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2009 г.). Разница (0,516 млн.долл. США) возникает из-за перевода плана опциона по акциям по справедливой стоимости в категорию долгосрочных обязательств из категории текущих обязательств в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2009 года.

(2) Общая сумма текущих обязательств по состоянию на 31 декабря 2008 г., отраженная в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2008 г., составила US\$434,556 млн.долл. США (по сравнению с 434,040 млн.долл. США за тот же год, как указано в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2009 г.). Разница (0,516 млн.долл. США) возникает из-за перевода плана опциона по акциям по справедливой стоимости в категорию долгосрочных обязательств из категории текущих обязательств в проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, завершившийся 31 декабря 2009 года.

ОБСУЖДЕНИЕ И АНАЛИЗ РУКОВОДСТВОМ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Нижеследующее обсуждение и анализ следует рассматривать вместе с непроверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетностью по состоянию на (и за шесть месяцев, завершившихся) 30 июня 2010 года, проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетностью по состоянию на (и за годы, завершившиеся) 31 декабря 2009 года и 2008 года и Сводной финансовой отчетностью за 2007 год, включая сопроводительные примечания, приведенные в тех или иных разделах настоящего Меморандума о предложении. Консолидированная финансовая отчетность и сопроводительные примечания были подготовлены в соответствии с МСФО.

Некоторые сведения, содержащиеся в последующем обсуждении и анализе и в других разделах настоящего Меморандума о предложении, включают в себя прогнозные заявления, которые связаны с некоторыми рисками и неопределенностью. См. разделы "Прогнозные заявления" и "Факторы риска", где обсуждаются важные факторы, которые могут привести к тому, что фактические результаты будут существенно отличаться от результатов, описываемых в прогнозных заявлениях в настоящем Меморандуме о предложении.

Обзорная часть

Zhaikmunai L.P. является косвенной компанией-акционером Жаикмуна, независимого нефтегазового предприятия, в настоящее время занимающегося разведкой, добычей и реализацией сырой нефти на северо-западе Казахстана. Месторождением и лицензионным участком Жаикмуна является Чинаревское месторождение в богатом нефтью Прикаспийском бассейне.

С 2004 года, после назначения нового руководства в Жаикмунае, продажи, расходы и прибыль Группы до налогообложения увеличивались в течение всего периода в результате увеличения добычи нефти благодаря инвестициям Группы в инфраструктуру и программу ускоренного бурения. Основными факторами, влияющими на результаты деятельности Группы, являются (i) цены на сырую нефть и средняя цена реализации, получаемая Жаикмунаем за свою нефть, (ii) объем сырой нефти, добываемый Группой за соответствующий период, (iii) расходы, которые несет Группа в связи с добычей и транспортировкой своей сырой нефти, (iv) затраты на финансирование, которые Группа несет по своим займам, и (v) суммы, выплачиваемые в соответствии с СРП (см. "—Основные факторы, влияющие на результаты деятельности").

На дату настоящего Меморандума о предложении объем задолженности Группы по Синдицированному Кредиту составляет 382 млн. долл. США, которые будут погашены в полном объеме за счет средств, вырученных от реализации настоящего предложения. Эти средства использовались для погашения предыдущего финансирования, которое в основном было направлено на финансирование буровых работ и принятой Группой программы капитальных вложений, в том числе строительства собственного нефтепровода, железнодорожного погрузочного терминала и Установки подготовки газа (см. "Ликвидность и капитальные ресурсы—Капитальные затраты" и "Коммерческая деятельность—Капитальные инвестиции"). В результате более низких, чем предполагалось, показателей EBITDA по состоянию на 31 декабря 2008 года Группа нарушила предусмотренные Синдицированным Кредитом обязательства по поддержанию на определенном уровне коэффициентов соотношения EBITDA и процентных расходов и соотношения задолженности и EBITDA, и в отношении таких нарушений впоследствии были заявлены отказы от требований в соответствии с соглашением о внесении изменений в Синдицированный Кредит. См. "Описание прочей задолженности и некоторых финансовых соглашений—Синдицированный Кредит".

В нижеприведенной таблице представлены сведения об объемах сбыта сырой нефти, стоимости реализации, валовой прибыли, прибыли до уплаты налога на прибыль и чистой прибыли / (убытка) за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года и 2009 года, и за годы, завершившиеся 31 декабря 2009 года, 2008 года и 2007 года:

	Год, завершив. 31 декабря			Шесть месяцев, завершив. 30 июня	
	2009 г.	2008 г.	2007 г.	2010 г.	2009 г.
	(в млн. долл. США)			(в млн. долл. США)	
Сбыт сырой нефти	116,033	135,912	108,490	74,654	44,680
Стоимость реализации	(44,035)	(44,610)	(37,401)	(20,733)	(18,705)
Валовая прибыль	71,998	91,302	71,089	53,921	25,975
Прибыль до уплаты налога на прибыль	8,840	98,666 ⁽¹⁾	51,980	35,820	(22,845)

Чистая прибыль / (убыток) (18,768) 63,478 36,330 19,577 (20,101)

(1) Прибыль до уплаты налога на прибыль за 2008 год включает значительную прибыль по хеджированию в размере 64,8 млн. долл. США.

Основные факторы, влияющие на результаты деятельности

Основными факторами, влияющими на результаты деятельности Группы в течение рассматриваемого периода, являются следующие:

Цены на сырую нефть и чистая выручка

Выручка от сбыта сырой нефти Жаикмуная представляет практически 100% от общего объема выручки Жаикмуная за рассматриваемые периоды. На объемы выручки, получаемой Жаикмуной от сбыта его сырой нефти, влияют: (i) колебания мировых цен на сырую нефть (т.е. на сырую нефть марки Brent); и (ii) скидки на эту цену, которая, после такой скидки, представляет цену реализации сырой нефти Жаикмуная, которую Жаикмуной именуется чистой выручкой (нетбэк).

Большая часть сырой нефти Жаикмуная обычно поставлялась на условиях FCA (франко-перевозчик) Уральск, и из-за ее высокого качества (см. "Коммерческая деятельность—Сильные стороны") скидка с рыночной цены сырой нефти марки Brent была небольшой. Однако с недавних пор Жаикмуной начал продавать свою сырую нефть на условиях DAF (поставка до границы) и FOB (франко-борт) для того, чтобы сократить свои общие транспортные расходы. В следующей таблице приведена средняя цена сырой нефти марки Brent, из которой Жаикмуной исходил при реализации своей сырой нефти в течение шести месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года и 2009 года и за годы, завершившиеся 31 декабря 2009 года, 2008 года и 2007 года:

	Год, завершив. 31 декабря			Шесть месяцев, завершив. 30 июня	
	2009 г.	2008 г.	2007 г.	2010 г.	2009 г.
	(долл. США/барр.)			(долл. США/барр.)	
Средняя цена сырой нефти марки Brent, из которой Жаикмуной исходил при реализации своей сырой нефти (долл. США/барр.)	62,02	98,11	72,43	77,85	51,62

В течение рассматриваемого периода цена сырой нефти марки Brent испытывала значительные колебания. Достигнув максимума 147,0 долл. США за баррель в середине 2008 года, мировые цены на нефть резко упали в конце 2008 года при средней цене закрытия в декабре 2008 года в 43,10 долл. США за баррель. Цены на сырую нефть марки Brent восстановились в первой половине 2009 года, достигнув 70 долл. США за баррель в июне 2009 года, около 78 долл. США за баррель в декабре 2009 года. Цены варьировались от низкого уровня примерно 69 долл. США за баррель до максимума около 87 долл. США за баррель в первой половине 2010 года. По состоянию на 30 июня 2010 года цена за баррель составляла приблизительно 75 долл. США.

Эти колебания оказали непосредственное влияние на выручку Группы, поскольку цена, которую Жаикмуной получает за свою нефть, основывается на цене сырой нефти марки Brent. Тем не менее, в марте 2010 года Группа заключила контракты на хеджирование, покрывающие экспортную продажу нефти в объеме 4000 баррелей в сутки с марта по декабрь 2010 года (в соответствии с которыми минимальная цена была зафиксирована на уровне 60 долл. США за баррель). См. раздел "—Краткое изложение критически важных учетных политик—Производные финансовые инструменты и хеджирование" и "Описание прочей финансовой задолженности и некоторых финансовых соглашений—Хеджирование". Указанные контракты на хеджирование могут быть уступлены в порядке новации или расторгнуты после погашения Синдицированного Кредита, и, если такие контракты будут уступлены в порядке новации или расторгнуты, Жаикмуной, возможно, придется оплатить определенные издержки на изменение условий или прекращению контрактов или аналогичные суммы по таким контрактам.

До недавнего времени сырая нефть продавалась и поставлялась из Уральска покупателю(-ям) Жаикмуная, одному или нескольким нефтяным трейдерам, на условиях FCA (франко-перевозчик) Уральск (см. "Коммерческая деятельность—Продажи и маркетинг" касательно описания основ этих продаж и отгрузок), который(-ые) затем перепродавали такую нефть конечным покупателям. В течение 2007, 2008 и 2009 годов нефтетрейдер(ы), который(-ые) заключали контракт на покупку продукции Группы,

продавал/продавали сырую нефть Жаикмуная потребителям, находящимся в Финляндии и Украине. Цена, которую Жаикмуная получает за свою сырую нефть, основывается на рыночной цене сырой нефти марки Brent, за вычетом скидки на расходы трейдера на транспортировку сырой нефти из Уральска до конечного пункта назначения, в том числе в связи с определенными различиями по качеству и вознаграждениями трейдера. Скидка, которая согласовывается на ежегодной основе, представляет собой фиксированную сумму за баррель и включает в себя железнодорожные тарифы на перевозку в Казахстане и России и стоимость аренды вагонов для перевозки сырой нефти, а также, в меньшей степени, скидка учитывает различия в качестве нефти и маржинальный доход конкретного трейдера. Транспортные расходы в 2007 и 2008 годах выросли в связи с увеличением железнодорожных тарифов, которые поднялись с повышением товарной цены на сырую нефть и ставок аренды железнодорожных цистерн. Заключаемый Группой контракт на продажу предусматривает, что любые расходы, связанные с увеличением железнодорожных тарифов, несет Группа. Жаикмуная недавно начал продавать свою сырую нефть на условиях DAF (поставка до границы) и FOB (франко-борт) для того, чтобы сократить свои общие транспортные расходы.

Кроме того, российские железнодорожные тарифы устанавливаются в швейцарских франках, тарифы казахстанских железных дорог оцениваются в тенге, в то время как цены Жаикмуная на нефть указываются и оплачиваются в долларах США. Следовательно, если курс доллара США снизится или вырастет по отношению к курсу швейцарского франка или тенге, чистая выручка Жаикмуная уменьшится или увеличится, соответственно. Скидка Жаикмуная при продаже сырой нефти за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, составила 14,26 долл. США за баррель, по сравнению со скидкой в 15,40 долл. США за баррель за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2009 года, а за 2009 год такая скидка составила 15,21 долл. США за баррель по сравнению со скидкой в размере 15,58 долл. США за баррель за 2008 год и 13,72 долл. США за баррель за 2007 год. Уменьшение скидки за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, по сравнению со скидкой за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2009 года, стало результатом снижения суммы скидки, которую трейдер(ы) удержали по нефти, продаваемой на условиях FCA (франко-перевозчик) Уральск (за счет снижения железнодорожных тарифов), и того факта, что Группа начала продавать сырую нефть на условиях DAF (поставка до границы) и FOB (франко-борт) (при которых транспортные расходы трейдеров гораздо ниже). Уменьшение скидки за период с 2008 года до 2009 года стало результатом более низких транспортных расходов за счет снижения железнодорожных тарифов и снижения ставок аренды железнодорожных цистерн. Увеличение скидки в период с 2007 года по 2008 год стало результатом более высоких транспортных расходов из-за увеличения железнодорожных тарифов и повышения ставок аренды железнодорожных цистерн.

В следующей таблице приведена средняя чистая выручка Жаикмуная от реализации сырой нефти за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года и 2009 года, и за годы, завершившиеся 31 декабря 2009 года, 2008 года и 2007 года.

	Год, завершив. 31 декабря			Шесть месяцев, завершив. 30 июня	
	2009 г.	2008 г.	2007 г.	2010 г.	2009 г.
	(долл. США/баррель)			(долл. США/баррель)	
Средняя чистая выручка от реализации сырой нефти	46,81	82,53	58,71	63,59	36,22

Добыча сырой нефти

Весь объем добываемой Жаикмуная сырой нефти идет на продажу. По состоянию на 30 июня 2010 года товарные запасы составили 6,6% от текущих активов Группы, по сравнению с 4,5% по состоянию на 30 июня 2009 года. На 31 декабря 2009 года товарные запасы составляли менее 0,2% от текущих активов Группы, по сравнению с 5,0% по состоянию на 31 декабря 2008 года и 7,4% по состоянию на 31 декабря 2007 года. Следовательно, объем сырой нефти, добываемой Группой, непосредственно влияет на ее выручку. В приведенной ниже таблице приведены сведения об объемах добычи сырой нефти Жаикмуная за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года и 2009 года, и за годы, завершившиеся 31 декабря 2009 года, 2008 года и 2007 года.

	Год, завершив. 31 декабря			Шесть месяцев, завершив. 30 июня	
	2009 г.	2008 г.	2007 г.	2010 г.	2009 г.
Всего добыча сырой нефти (барр.)	2 697 980	1 749 066	1 719 153	1 314 256	1 316 051
Средняя добыча нефти (барр./сутки).....	7 442	5 095	5 063	7 261	7 271
Рост (снижение) добычи по сравнению с предыдущим периодом (барр./сутки).....	2 347	32	2 163	(10)	—
Рост (снижение) добычи по сравнению с предыдущим периодом (%)	46,1	0,6	74	0,1	—

Рост добычи Жаикмунай в 2007, 2008 и 2009 годах был в основном связан с реализацией его программы увеличения бурения. В 2009 году Группа успешно завершила строительство двух новых оценочных скважин, двух новых эксплуатационных скважин и трех скважин с боковым стволом из существующих скважин. На 30 июня 2010 года пробурены одна эксплуатационная скважина и две скважины с боковым стволом из существующего фонда скважин. Руководство планирует бурить в среднем 13 новых добывающих скважин в год в период между 2011 и 2014 годами, что, по мнению руководства, позволит значительно увеличить добычу нефти в будущем.

Стоимость реализации

Поскольку цены на сырую нефть базируются на курсе ценовых предложений, способность Жаикмунай контролировать свои затраты имеет решающее значение для рентабельности. Стоимость реализации в Жаикмунае включает различные расходы, включая амортизацию нефтегазовых активов, ремонт, техническое обслуживание и другие услуги, роялти, начисление заработной платы и налогов, материалы и поставки, комиссионные за услуги по менеджменту, другие транспортные услуги, долю правительства в прибыли, экологические сборы, расходы по КРС, расходы на аренду и эксплуатацию сепараторов нефти.

Амортизационные расходы в течение рассматриваемых периодов представляли собой - в процентах от общей стоимости реализации - 38,5% и 39,4% за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года и 2009 года, соответственно, и 36,8%, 17,7% и 16,4% за годы, завершившиеся 31 декабря 2009 года, 2008 года и 2007 года, соответственно. Эти расходы колеблются в зависимости от уровня доказанных и разрабатываемых запасов Жаикмунай, добываемого им объема сырой нефти и чистой балансовой стоимости его нефтегазовых активов (разъяснение соответствующей учетной политики приведено ниже в разделе "*— Краткое изложение критически важных учетных политик*"). Так как Группа продолжает реализацию своей программы капиталовложений, руководство предполагает, что амортизационные расходы увеличатся (в частности, после завершения и ввода в эксплуатацию Установки подготовки газа), в то время как доказанные разрабатываемые запасы Группы, как ожидается, останутся, в общем, постоянными, а их добыча и стоимость нефтегазовых активов возрастут. Расходы на КРС относятся к текущему ремонту и обслуживанию эксплуатационных и разведочных скважин. Эти расходы в течение рассматриваемых периодов представляли собой - в процентах от общей стоимости реализации - 5,1% и 0,0% за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года и 2009 года, соответственно, и 0,3%, 14,2% и 19,0% за годы, завершившиеся 31 декабря 2009 года, 2008 года и 2007 года, соответственно. Увеличение расходов на КРС в процентах от стоимости реализации за первые шесть месяцев 2010 года по сравнению с первыми шестью месяцами 2009 года явилось результатом начала прежде отложенных КРС.

Складские запасы нефти в течение рассматриваемых периодов претерпели изменения в том плане, что стоимость реализации, увеличившаяся в первые шесть месяцев 2009 года, в первой половине 2010 года уменьшилась в связи с увеличением запасов нефти в результате перехода от продаж на условиях FCA Уральск к продажам на условиях DAF и FOB в разных направлениях.

Другие затраты на реализацию в течение рассматриваемых периодов включали экологические сборы, которые снизились на 7,9% в течение шести месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, по сравнению с шестью месяцами, завершившимися 30 июня 2009 года, и на 61,0% в 2009 году по сравнению с 2008 годом за счет сокращения сжигаемого объема газа, и увеличились на 201,4% в течение 2008 года по сравнению с 2007 годом из-за более высоких сборов, взимаемых Правительством в связи с увеличением объемов сжигаемого газа, а также расходы по менеджменту (которые оплачивались согласно соглашениям со связанными сторонами об услугах по менеджменту (см. "*Связанные стороны и сделки со связанными сторонами*")), затраты на оплату труда работников и затраты на аренду и эксплуатацию сепараторов нефти. Платежи за услуги по менеджменту увеличились в результате роста размера комиссионных вознаграждений, в то время как увеличение расходов на оплату труда произошло в результате увеличения численности привлеченного Жаикмунаем персонала по гражданскоправовым или трудовым договорам, а также в результате повышения заработной платы. Руководство полагает, что затраты на оплату труда будут расти быстрее, чем общий рост такого показателя по Казахстану, хотя то или иное последующее увеличение этих расходов, как ожидается, будет частично компенсировано ростом производительности. Затраты на ремонт и техническое обслуживание, на материалы и поставки, как ожидается, будут варьироваться в зависимости от изменений рыночной цены на нефть. Затраты на аренду и эксплуатацию сепараторов нефти существенно снизились в 2009 году в связи с высвобождением сепараторов нефти после завершения Установки подготовки нефти, и руководство не ожидает увеличения этих расходов в ближайшем будущем.

Затраты на финансирование

Затраты на финансирование в течение шести месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года и 2009 года, и за годы, завершившиеся 31 декабря 2009 года и 2008 года, состояли из процентных расходов по Синдицированному Кредиту, комиссионных по Синдицированному Кредиту, зачета со скидкой по кредиторской задолженности КСС, финансовых выплат по кредиторской задолженности КСС, амортизации дисконта по суммам, причитающимся Правительству, сборов за анализ заявок на кредит (только в 2009 году), зачета со скидкой по обязательствам по ликвидации и переносу площадки, и амортизации издержек, понесенных по организации Синдицированного Кредита (в 2008 году и 2009 году).

Процентные расходы состояла из процентов по Синдицированному Кредиту Жаикмунай. В декабре 2007 года Группа заключила Синдицированный Кредит, в соответствии с которым ее предыдущие займы с фиксированной ставкой были рефинансированы. Суммы по Синдицированному Кредиту снимались начиная с марта 2008 года. В результате более низких, чем предполагалось, показателей EBITDA по состоянию на 31 декабря 2008 года Группа нарушила предусмотренное Синдицированному Кредиту обязательство по поддержанию на определенном уровне коэффициента соотношения EBITDA и процентных расходов и соотношения общей задолженности и EBITDA, и впоследствии в отношении таких нарушений был заявлен отказ от требований в соответствии с соглашением о внесении изменений в Синдицированный Кредит. См. *"Описание прочей задолженности и некоторых финансовых соглашений—Синдицированный Кредит"*. Часть затрат на финансирование капитализируется исходя из средних показателей незавершенного строительства. Капитализированные проценты (в том числе налог на доходы в виде процентов, уплачиваемый Жаикмунаем) составили 19,6 млн. долл. США в 2008 году и 26,4 млн. долл. США в 2009 году. Некапитализированные проценты (в том числе налог на доходы в виде процентов, уплачиваемый Жаикмунаем) составили 11,5 млн. долл. США в 2008 году и 6,0 млн. долл. США в 2009 году. Все процентные расходы за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, были капитализированы по сравнению с аналогичным периодом 2009 года в связи с тем, что все процентные расходы в течение этого периода относились к реализуемой Жаикмунаем программе капитальных вложений.

Роялти, доля Правительства и налоги, уплачиваемые по СРП

Жаикмунай осуществляет добычу и реализацию сырой нефти в соответствии с СРП. СРП оказывал в рассматриваемые периоды и будет продолжать оказывать влияние, как положительное, так и отрицательное, на результаты деятельности Жаикмунай вследствие (i) благоприятных для Жаикмунай налоговых ставок, (ii) увеличения расходов по роялти, взимаемых в пользу государства, (iii) доли прибыльной нефти (profit oil) и доли газа, которые Жаикмунай отдает государству, и (iv) бонуса за извлечение полезных ископаемых, выплачиваемого государству.

Согласно СРП казахстанский налоговый режим, который действовал в 1997 году, применяется к Группе в течение всего срока действия СРП и Лицензии (что касается НДС и социального налога, применяется режим, действовавший на 1 июля 2001 года). С 1 января 2009 года вступил в силу новый Налоговый кодекс, в соответствии с которым был введен новый налоговый режим и налоги, применимые к недропользователям (включая налог на добычу полезных ископаемых на нефть и исторические затраты). Вместе с тем, Налоговый кодекс не заменяет предыдущий налоговый режим, применимый к СРП, заключенным до 1 января 2009 года, который продолжает действовать в соответствии со статьей 308 Налогового кодекса. Несмотря на положение о стабилизации (предусматривающее общую и налоговую стабильность), предусмотренное СРП, в 2008 году и затем в 2010 году Жаикмунай был обязан платить новые экспортные пошлины на сырую нефть, введенные Правительством. Несмотря на предпринимаемые Жаикмунаем усилия по доказыванию того, что новые экспортные пошлины на сырую нефть к нему не относятся по условиям СРП, государственные органы не согласились с этой позицией в 2008 году, и Жаикмунай был обязан уплатить экспортные пошлины. В январе 2009 года Правительство пересмотрело и установило ставку экспортной пошлины в размере ноль долларов США за тонну сырой нефти, но в августе 2010 года вновь ввело пошлину в размере 20 долл. США за тонну, которую в настоящее время власти стремятся навязать Жаикмунаю. Жаикмунай обжаловал применение к нему этой пошлины.

Для целей налога на прибыль с 1 января 2007 года Группа рассматривает свою выручку от реализации сырой нефти из турнейского горизонта в качестве налогооблагаемого дохода, а свои расходы, связанные с турнейским горизонтом, - в качестве вычитаемых расходов, за исключением тех расходов, которые не подлежат вычету в соответствии с налоговым законодательством Казахстана. Активы, относящиеся к турнейской залежи, которые были приобретены на этапе разведки, амортизируются в целях налогообложения по максимальной ставке 25,0%. Активы, относящиеся к турнейской залежи, которые были приобретены после начала этапа добычи, амортизируются по нормам амортизации в соответствии с казахстанским налоговым режимом 1997 года, которые, как ожидается, будут составлять примерно 14,0%. Согласно СРП период этапа разведки на оставшейся части Чинаревского месторождения закончится в мае

2011 года. Активы, относящиеся к другим горизонтам, будут амортизироваться в том же порядке, как описано выше для турнейской залежи.

В рамках СРП Жаикмунай обязан выплачивать государству роялти в зависимости от объемов добытой нефти и газа, причем ставка роялти увеличивается с увеличением добываемых объемов углеводородов. Кроме того, Жаикмунай обязан отдавать часть своей ежемесячной добычи в пользу государства (или производить платеж вместо такой передачи). Эта поставляемая государству часть (или доля) также увеличивается с увеличением ежегодных объемов добычи. См. раздел "*Коммерческая деятельность—Лицензии и контракты*", где указаны соответствующие суммы. В соответствии с СРП Группа в настоящее время может эффективно вычитать из объемов, оговоренных в договоренности о разделе добычи нефти значительную часть добычи (известную как «компенсационная нефть» (cost oil)), которую иначе пришлось бы делить с Правительством. Компенсационная нефть (или нефть для оплаты издержек) отражает вычитаемые капитальные и эксплуатационные расходы, понесенные Группой в связи с ее деятельностью. В течение рассматриваемых периодов роялти и доля Правительства составили - в процентах от общей стоимости реализации - 15,7% и 3,7%, соответственно, за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, по сравнению с 12,3% и 2,4%, соответственно, для шести месяцев, завершившихся 30 июня 2009 года, 13,0% и 2,5%, соответственно, за год, завершившийся 31 декабря 2009 года, 12,8% и 2,5% соответственно, за год, завершившийся 31 декабря 2008 года, и 14,1% и 2,7%, соответственно, за год, завершившийся 31 декабря 2007 года.

Краткое изложение критически важных учетных политик

Имеющая важное значение учетная политика Группы более подробно описана в примечании 3 к проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за 2009 год и 2008 год и в Сводной финансовой отчетности за 2007 год, а также в примечании 2 к непроверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года. Однако некоторые положения учетной политики Группы особенно важны для представления результатов деятельности Группы и при их применении предполагают принятие руководством Группы значимых решений по собственному усмотрению.

При применении такой политики руководство Группы по собственному усмотрению определяет те допущения, которые должны использоваться для выработки некоторых оценок, используемых при подготовке результатов деятельности Группы. Эти оценки основываются на предыдущем опыте Группы, условиях существующих договоров, информации из внешних источников и других факторах, в зависимости от обстоятельств.

Руководство Группы считает, что, помимо прочего, следующие принципы учетной политики, которые требуют от руководства принятия самостоятельных решений и проведения оценок, являются наиболее важными для понимания и оценки финансовых результатов Группы, отраженных в ее отчетности.

Оценки и допущения

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчетах Zhaikmunai L.P. касательно износа, истощения и амортизации ("**ИИИА**"). Zhaikmunai L.P. оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества инженеров-нефтяников ("**ОИН**"). При оценке запасов по методике ОИН, Zhaikmunai L.P. использует цены долгосрочного планирования, которые также используются руководством для принятия инвестиционных решений о разработке месторождения. Использование цен долгосрочного планирования для оценки доказанных запасов устраняет влияние волатильности, присущей процессу оценки с использованием спотовых цен на конец года. Руководство полагает, что допущения по ценам долгосрочного планирования больше соответствуют долгосрочному характеру нашей экономической деятельности и обеспечивает наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа. Все оценки запасов подразумевают некоторую степень неопределенности. Неопределенность зависит главным образом от объема надежных геологических и инженерных данных, имеющихся на момент оценки, и интерпретации этих данных.

Относительная степень неопределенности может возникнуть из-за отнесения запасов к одной из двух основных категорий, «доказанные» или «недоказанные». Доказанные запасы представляют собой запасы, которые с большей вероятностью можно извлечь из недр, нежели недоказанные запасы, и такие доказанные запасы могут быть далее классифицированы как «разрабатываемые» и «неразрабатываемые», для обозначения постепенно возрастающей неопределенности в отношении их извлечения. Оценки рассматриваются и пересматриваются ежегодно. Пересмотр происходит из-за оценки или переоценки уже

имеющихся геологических, коллекторских или производственных данных, появления новых данных или изменений в ценовых допущениях. Оценка запасов также может пересматриваться в связи с усовершенствованием проектов по извлечению, изменением объемов добычи или изменением в стратегии развития. Доказанные разрабатываемые запасы используются для расчета ставки производительности для целей ИИиА.

Основные средства

Обязательство по ликвидации и восстановлению (демонтажу) площадок

Резервы под вывод объектов из эксплуатации признаются в полном объеме, на основе дисконтированных денежных потоков, если у Группы есть обязательство по демонтажу или ликвидации объекта или оборудования или по восстановлению площадки, на которой находится соответствующий объект или оборудование, или если могут быть приведены обоснованные расчеты суммы такого резерва. Суммой такого обязательства является приведенная стоимость соответствующих предполагаемых расходов, которые, как ожидается, будут необходимо произвести для погашения соответствующего обязательства, после корректировки на ожидаемый уровень инфляции и дисконтирования с использованием средних долгосрочных процентных ставок по долговым обязательствам должников на развивающихся рынках с учетом рисков, присущих рынку Казахстан. Увеличение расходов в связи с сокращением периода дисконтирования, относящееся к соответствующему обязательству, отражается в сумме расходов на финансирование. Также создается соответствующий материальный основной актив на сумму, эквивалентную соответствующему резерву. Этот актив впоследствии амортизируется как часть капитальных затрат на нефтегазовые активы на основе единицы продукции.

Изменения в определении существующих обязательств по выводу объектов из эксплуатации, которые являются результатом изменений в оценке сроков или величины оттока ресурсов, включающих в себя экономические выгоды, необходимые для погашения обязательства, или изменения в ставке дисконтирования:

- (a) добавляются к (или вычитаются из) стоимости соответствующего актива в текущем периоде. При вычитании из стоимости актива, вычитаемая сумма не должна превышать остаточную стоимость такого актива. Если размер снижения резерва превышает остаточную стоимость соответствующего актива, сумма такого превышения немедленно признается в отчете о прибылях; и
- (b) если корректировка приводит к добавлению к стоимости активов, Группа будет рассматривать, является ли это свидетельством того, что новая остаточная стоимость соответствующего актива не может быть полностью возмещена. Если имеются такие признаки, Группа проверяет активы на предмет обесценения путем оценки его возмещаемой суммы и отражает любой убыток от обесценения в соответствии с МСФО 36.

Затраты по займам

Группа капитализирует затраты по займам по соответствующим активам. Активы, которые подпадают под капитализацию затрат по займам, включают все объекты незавершенного строительства, которые не обесцениваются, не истощаются и не амортизируются, *при условии, что* в это время ведется работа по завершению их строительства. Соответствующие активы, в основном, включают скважины и другие объекты инфраструктуры нефтяного месторождения в стадии строительства. Капитализированные затраты по займам рассчитываются путем применения ставки капитализации к расходам по соответствующим активам. Ставка капитализации представляет собой средневзвешенные затраты по займам, применимые к займам Группы, которые являются непогашенными в течение соответствующего периода.

Производные финансовые инструменты и хеджирование

Группа использует контракты на хеджирование при продаже нефти для того, чтобы покрыть часть своих рисков, связанных с колебаниями цен на нефть. Такие производные финансовые инструменты первоначально признаются по справедливой стоимости на дату, на которую производный контракт заключен, и впоследствии переоцениваются по справедливой стоимости. Производные финансовые инструменты учитываются как активы, если справедливая стоимость является положительной, и как обязательства, если справедливая стоимость является отрицательной.

Прибыли или убытки от изменения справедливой стоимости по производным финансовым инструментам в

течение года, которые не подпадают под учет хеджирования, принимаются непосредственно в составе прибыли или убытка.

Справедливая стоимость финансовых инструментов/контрактов определяется на основании рыночной стоимости аналогичных инструментов.

Описание основных финансовых терминов

Реализация сырой нефти в течение рассматриваемого периода зависит от объема добычи нефти, рыночной цены на сырую нефть и скидки на рыночную цену, установленной Группой в отношении своей сырой нефти. Группа планирует в будущем получать дополнительную выручку от продажи конденсата, газа и СУГ после завершения строительства Установки подготовки газа. Непроверенная аудиторами сжатая консолидированная финансовая отчетность по состоянию на (и за шесть месяцев, завершившихся) 30 июня 2010 года, проверенная аудиторами консолидированная финансовая отчетность по состоянию на (и за годы, завершившиеся) 31 декабря 2009 года и 2008 года и Сводная финансовая отчетность за 2007 год, приведенные в настоящем Меморандуме о предложении, представляют данные об объемах сбыта сырой нефти, включая долю, передаваемую государству в соответствии с условиями СРП, поскольку в течение рассматриваемого периода Группа приняла решение об урегулировании своих обязательств перед государством в денежной форме. Следовательно, сумма любого такого обязательства указывается в качестве расходов в составе стоимости реализации (см. раздел "*Доля государства*" ниже). Если же в будущем Группа примет решение о том, что такое обязательство перед государством будет погашаться путем передачи сырой нефти, это повлияет на показатели объемов сбыта сырой нефти и, соответственно, показатели выручки Группы. См. раздел "*Коммерческая деятельность—Лицензий и контракты на Недропользование—Доля государства*".

Стоимость реализации включает в себя различные расходы, включая: (i) износ нефтегазовых активов; (ii) затраты на КРС, ремонт, техническое обслуживание и замену компоновок для заканчивания скважин; (iii) роялти, выплачиваемые Правительству (см. "*Основные факторы, влияющие на результаты деятельности—Роялти, доля Правительства и налоги, уплачиваемые по СРП*"); (iv) затраты на ремонт, техническое обслуживание и другие услуги, (v) расходы на оплату труда и связанных налогов, начисляемых на работников, занятых на месторождениях; (vi) расходы на материалы, поставки и другие расходы; (vii) расходы на аренду и эксплуатацию сепараторов нефти (используемых для разделения нефти и газового конденсата); (viii) экологические сборы; (ix) платежи за услуги по менеджменту, связанные с предоставлением геологических, геофизических, буровых, научно-исследовательских, технических и иных консультационных услуг (см. "*Связанные стороны и сделки со связанными сторонами—Соглашения об оказании услуг*") и (x) доля прибыли Правительства, (см. "*Основные факторы, влияющие на результаты деятельности—Роялти, доля Правительства и налоги, уплачиваемые по СРП*").

Общие и административные расходы состоят из расходов на оплату услуг по анализу геологических данных, услуг юристов и аудиторов, банковских сборов и комиссий и расходов на обучение работников, расходов на оплату услуг по менеджменту, оказываемых консультантами и поставщиками услуг, и расходы на оплату труда и налогов, начисляемых на работников, занимающих управленческие или административные должности.

Расходы на реализацию и транспортировку нефти представляют собой, в основном, расходы, понесенные при транспортировке сырой нефти с Чинаревского месторождения на терминала около Уральска, который является точкой продажи, на которой один или несколько трейдеров, которые покупают сырую нефть Жаикмуная, становятся ответственными за транспортировку. В январе 2009 года Группа завершила строительство нефтепровода с Чинаревского месторождения до железнодорожного терминала в Ростошах вблизи Уральска. В настоящее время Группа транспортирует всю свою сырую нефть в Уральск по этому трубопроводу, а не в автоцистернах грузовиков, которые она использовала до завершения строительства указанного трубопровода. Соответственно, это привело к сокращению транспортных расходов Группы, относящихся к перевозке автоцистернами и затратам на ремонт автодорог.

Сопоставление результатов деятельности за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года и 2009 года.

В следующей таблице приведены статьи отчета о прибылях и убытках Группы за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года и 2009 года, в долларах США и в процентах от объемов реализации сырой нефти.

	Шесть месяцев, завершив. 30 июня 2010 г.	% от объемов реализации сырой нефти	Шесть месяцев, завершив. 30 июня 2009 г.	% от объемов реализации сырой нефти
	(млн. долл. США)		(млн. долл. США)	
Реализация сырой нефти.....	74,654	100,0	44,680	100,0
Стоимость реализации	(20,733)	(27,8)	(18,705)	(41,9)
Валовая прибыль	53,921	72,2	25,975	58,1
Общие и административные расходы	(13,671)	(18,3)	(14,184)	(31,7)
Расходы на реализацию и транспортировку нефти...	(3,505)	(4,7)	(2,847)	(6,4)
Прибыль/ (убытки) по контракту на хеджирование..	(0,060)	(0,1)	(15,433)	(34,5)
Доход от процентов.....	0,058	0,1	—	0,0
Затраты на финансирование	(0,654)	(0,9)	(3,498)	(7,8)
(Убытки) / прибыль от курсовой разницы	0,126	0,2	(12,624)	(28,3)
Прочие (расходы) / прибыль	(0,395)	(0,5)	(0,234)	(0,5)
Прибыль/ (убытки) до налога на прибыль.....	35,820	48,0	(22,845)	51,1
Расходы по налогу на прибыль	(16,243)	(21,8)	2,744	6,1
Чистый(-ая) убыток / прибыль	19,577	26,2	(20,101)	(45,0)

Выручка от *реализации сырой нефти* увеличилась на 30,0 млн. долл. США, или на 67,1%, до 74,7 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, с 44,7 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2009 года, преимущественно в связи с увеличением на 75,6% средней экспортной цены на нефть (за вычетом расходов на транспортировку и пошлин) за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, из-за увеличения средней цены на сырую нефть марки Brent на 50,8% и снижения средневзвешенной скидки на перевозку на 7,4%, по сравнению с шестью месяцами, завершившимися 30 июня 2009 года.

В следующей таблице приведены данные о выручке от реализации сырой нефти и объемах реализации за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года и 2009 года:

	Шесть месяцев, завершив. 30 июня	
	2010 г.	2009 г.
Реализация сырой нефти (млн. долл. США)	74,654	44,680
Объемы реализации (включая компенсационную нефть) (барр.)	1 314 256	1 316 051

Приведенная ниже таблица показывает изменения товарной цены на сырую нефть марки Brent и изменения в размере скидок и чистой выручки, полученной Группой от реализации ее сырой нефти, за период, завершившийся 30 июня 2010 года и 2009 года.

	Шесть месяцев, завершив. 30 июня	
	2010 г.	2009 г.
Средняя цена сырой нефти марки Brent, из которой исходил Жаикмунай при реализации своей нефти (долл. США / баррель)	77,85	51,62
Средняя скидка с цены сырой нефти марки Brent (долл. США / баррель)	14,26	15,40
Средняя чистая выручка (долл. США / баррель)	63,59	36,22

Стоимость реализации увеличилась на 2,0 млн. долл. США, или 10,8%, до 20,7 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, с 18,7 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2009 года, преимущественно в связи с увеличением расходов на амортизацию, роялти и доли правительства, а также с увеличением расходов на материалы и поставки, расходов на ремонт и техническое обслуживание. Расходы на уплату роялти увеличились на 1,0 млн. долл. США, или 41,6%, до 3,3 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, с 2,3 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2009 года, в связи с увеличением цен на сырую нефть марки Brent. Затраты на оплату доли Правительства также увеличились на 0,3 млн. долл. США, или 73,1%, до 0,8 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, с 0,4 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2009 года, в связи с высвобождением сепараторов нефти после завершения первого этапа установки подготовки нефти в течение шести месяцев, завершившихся 30 июня 2009 года. Амортизационные расходы увеличились на 0,6 млн. долл. США, или 8,4%, до 8,0 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, с 7,4 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2009 года, в первую очередь, в связи с дальнейшей реализацией программы бурения Жаикмунай в течение 2009 года. В расчете

на баррель, в основном из-за расходов, рассчитываемых на основе цен на сырую нефть марки Brent, стоимость реализации увеличилась на 1,56 долл. США, или 11,0%, до 15,78 долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, с 14,21 долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2009 года, а стоимость реализации за вычетом амортизационных расходов увеличилась 1,09 долл. США, или 12,6%, до 9,71 долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, с 8,62 долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2009 года.

Общие и административные расходы сократились на 0,5 млн. долл. США, или 3,6%, до 13,7 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, с 14,2 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2009 года, в первую очередь, в связи с корректировкой опционного плана предоставления акций и снижения расходов на консультационные услуги. Платежи за услуги по менеджменту увеличились на 0,6 млн. долл. США до 4,7 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, с 4,1 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2009, в связи с дополнительным привлечением Группой управленческого персонала.

Расходы на продажу и транспортировку нефти увеличились на 0,7 млн. долл. США, или 23,1%, до 3,5 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, с 2,8 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2009 года, в первую очередь, в связи с изменением условий продажи с FCA (франко-перевозчик) Уральск на DAF (поставка до границы) и FOB (франко-борт). Для Группы продажи на условиях DAF / FOB выгодны тем, что транспортная скидка за баррель значительно снижена (а следовательно, чистая выручка возрастает), несмотря на то что транспортные расходы для Группы увеличились, поскольку Группе приходится оплачивать расходы на транспортировку с терминала до точки продажи. Группа планирует продолжить этот переход с продаж на условиях FCA на продажи на условиях FOB / DAF, так как, по мнению руководства, Группа выиграет от чистого уменьшения общих расходов на транспортировку.

Расходы на финансирование сократились на 2,8 млн. долл. США, или 81,3%, до 0,7 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, с 3,5 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2009, в основном за счет того, что большая часть общих расходов по процентам была капитализирована в более поздний период (20,8 млн. долл. США - в первые шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, по сравнению с 9,3 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2009 года). Денежные процентные расходы по Синдицированному Кредиту фактически увеличились на 6,8 млн. долл. США до 15,3 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, с 8,5 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2009 года. Увеличение процентных расходов возникло после внесения изменений в соглашение о Синдицированном Кредите в сентябре 2009 года. Согласно новой редакции соглашения о Синдицированном Кредите Жаикмунай выплачивал проценты по ставке, равной сумме ЛИБОР и 7%, в течение шести месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, на непогашенный остаток в размере 381,7 млн. долл. США. В соответствии с первоначальным соглашением о Синдицированном Кредите Жаикмунай выплачивал проценты по ставке, равной сумме ЛИБОР и 3%, за первый транш в размере 200 млн. долл. США, по ставке, равной сумме ЛИБОР и 4%, - за второй транш в размере 200 млн. долл. США, и по ставке, равной сумме ЛИБОР и 5%, - за третий транш в размере 150 млн. долл. США. Фактически, Жаикмунай уплачивал проценты по ставке, равной сумме ЛИБОР и 3,48%, в течение шести месяцев, завершившихся 30 июня 2009 года, на непогашенный остаток в размере 381,7 млн. долл. США. Хотя процентные расходы по Синдицированному Кредиту увеличились на 7,9 млн. долл. США в течение шести месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, расходы на финансирование уменьшились на 2,8 млн. долл. США за тот же период в связи с тем, что все процентные расходы в течение шести месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, были капитализированы и, следовательно, не были включены в состав расходов на финансирование.

Убыток от производных финансовых инструментов составил 0,06 млн. долл. США по сравнению с убытком в 15,43 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2009 года. Убыток в 0,06 млн. долл. США состоял из справедливой стоимости контрактов на хеджирование по состоянию на 30 июня 2010 г. (на положительную сумму в размере 0,04 млн. долл. США) за вычетом справедливой стоимости контрактов на хеджирование по состоянию на 31 декабря 2009 года (на положительную сумму в размере 0,98 млн. долл. США).

Прибыль от курсовой разницы составила 0,1 млн. долл. США по сравнению с убытками в размере 12,6 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2009 года, в первую очередь, в связи с изменением функциональной валюты Группы и переходом на доллары США.

Прибыль до налога на прибыль составила прибыль в размере 35,8 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, по сравнению с убытками в 22,8 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2009 года, главным образом, в связи с ростом цен на сырую нефть марки Brent.

Расходы по налогу на прибыль увеличились на 19,0 млн. долл. США, до 16,2 млн. долл. США, за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, с прибыли в размере 2,7 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2009 года, в связи с изменением функциональной валюты и переходом на доллары США, разницей в прибыли благодаря более высоким ценам на нефть и увеличению не подлежащих вычету процентных расходов по займам после увеличения маржи по Синдицированному Кредиту.

Чистая прибыль составила 19,6 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, по сравнению с чистым убытком 20,1 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2009 года, в результате вышеизложенного.

Сопоставление результатов деятельности за годы, завершившиеся 31 декабря 2009 года и 2008 года

В следующей таблице приведены статьи отчета о прибылях и убытках Группы за годы, завершившиеся 31 декабря 2009 года и 2008 года, в долларах США и в процентах от объемов реализации сырой нефти.

	Год, завершив. 31 декабря 2009 г.	% от продажи сырой нефти	Год, завершив. 31 декабря 2008 г.	% от продажи сырой нефти
	(млн. долл. США)		(млн. долл. США)	
Реализация сырой нефти.....	116,033	100,0	135,912	100,0
Стоимость реализации	(44,035)	38,0	(44,610)	32,8
Валовая прибыль	71,998	62,0	91,302	67,2
Общие и административные расходы	(29,726)	25,6	(20,299)	14,9
Расходы на реализацию и транспортировку нефти	(5,692)	4,9	(24,212)	17,8
Прибыль/ (убытки) по контракту на хеджирование.....	(16,909)	14,6	64,780	47,7
Доход от процентов.....	0,060	0,05	0,604	0,44
Затраты на финансирование	(7,801)	6,7	(13,171)	9,7
(Убытки) / прибыль от курсовой разницы	(2,184)	1,9	(1,527)	1,1
Прочие (расходы) / прибыль	(0,906)	0,78	1,189	0,9
Прибыль/ (убытки) до налога на прибыль.....	8,840	7,6	98,666	72,6
Расходы по налогу на прибыль	(27,608)	23,8	(35,188)	25,9
Чистый(-ая) убыток / прибыль	(18,768)	16,2	63,478	46,7

Выручка от реализации сырой нефти сократилась на 19,9 млн. долл. США, или 14,6%, до 116,0 млн. долл. США в 2009 году с 135,9 млн. долл. США в 2008 году, в первую очередь, в связи со снижением на 58,2% цен на сырую нефть марки Brent в 2009 году из-за экономического спада и ухудшения рыночных условий, что было частично компенсировано за счет увеличения добычи нефти в 2009 году на 46%. Более низкие цены на сырую нефть и более низкая средняя скидка привели к снижению на 43% средней чистой выручки от продажи сырой нефти на экспорт до 46,81 долл. США за баррель в 2009 году с 82,53 долл. США за баррель в 2008 году.

В следующей таблице приведены данные о выручке от реализации сырой нефти и объемах реализации за годы, завершившиеся 31 декабря 2009 года и 2008 года:

	Года, завершив. 31 декабря	
	2009 г.	2008 г.
Реализация сырой нефти (млн. долл. США).....	116,033	135,912
Объемы реализации (включая компенсационную нефть) (барр.).....	2 675 505	1 673 220

Приведенная ниже таблица показывает изменения товарной цены на сырую нефть марки Brent и изменения в размере скидок и чистой выручки, полученной Группой от реализации ее сырой нефти, за годы, завершившиеся 31 декабря 2009 года и 2008 года.

	Года, завершив. 31 декабря	
	2009 г.	2008 г.
Средняя цена сырой нефти марки Brent, из которой исходил Жаикмунай при реализации своей нефти (долл. США / баррель)	62,02	98,11
Средняя скидка с цены сырой нефти марки Brent (долл. США / баррель)	15,21	15,58
Средняя чистая выручка (долл. США / баррель).....	46,81	82,53

Стоимость реализации снизилась на 0,6 млн. долл. США, или на 0,1%, до 44,0 млн. долл. США в 2009 году с 44,6 млн. долл. США в 2008 году, в первую очередь, в связи с сокращением расходов на КРС и стоимости аренды и эксплуатации сепараторов нефти, что было почти полностью компенсировано увеличением износа и амортизации. Расходы на КРС сократились на 6,2 млн. долл. США, или 97,7%, в 2009 году до 0,1 млн. долл. США в 2009 году с 6,4 млн. долл. США в 2008 году в связи с уменьшением расходов на текущий ремонт и техническое обслуживание эксплуатационных и разведочных скважин, поскольку работа по текущим скважинам была завершена в 2009 году. Стоимость аренды и эксплуатации сепараторов нефти

сократилась на 2,8 млн. долл. США, или 95,9%, до 0,1 млн. долл. США в 2009 году с 2,9 млн. долл. США в 2008 году, в связи с высвобождением сепараторов нефти после завершения первого этапа Установки подготовки нефти в 2008 году. Амортизационные расходы увеличились на 8,3 млн. долл. США, или 105,5%, в 2009 году до 16,2 млн. долл. США в 2009 году, с 7,9 млн. долл. США в 2008 году, в первую очередь, в связи с вводом в эксплуатацию нефтепровода Жаикмуная и железнодорожного терминала. В расчете на баррель, стоимость реализации снизилась на 10,2 долл. США, или 38%, до 16,46 долл. США в 2009 году с 26,66 долл. США в 2008 году, а стоимость реализации за вычетом расходов по амортизации сократилась на 8,9 долл. США, или 24%, до 27,8 долл. США в 2009 году с 36,7 долл. США в 2008 году.

Общие и административные расходы увеличились на 9,4 млн. долл. США, или 46,4%, до 29,7 млн. долл. США в 2009 году с 20,3 млн. долл. США в 2008 году, что объясняется, главным образом, увеличением расходов, относящихся к опционному плану предоставления акций сотрудникам, и увеличением платежей за услуги по менеджменту (состоящих из оплаты вознаграждения некоторым высокопоставленным сотрудникам руководства). Расходы, относящиеся к опционному плану предоставления акций сотрудникам, увеличились на 6,0 млн. долл. США до 6,5 млн. долл. США в 2009 году с 0,5 млн. долл. США в 2008 году, что произошло в связи с изменениями, внесенными в такой опционный план, согласно которым цена исполнения была снижена с 10 до 4 долл. США. Платежи за услуги по менеджменту увеличились на 3,2 млн. долл. США, до 8,6 млн. долл. США в 2009 году с 5,4 млн. долл. США в 2008 году за счет дополнительного привлечения Группой управленческого персонала.

Расходы на продажу и транспортировку нефти снизились на 18,5 млн. долл. США, или 76,5%, до 5,7 млн. долл. США в 2009 году с 24,2 млн. долл. США в 2008 году, главным образом, в связи со (i) снижением экспортной пошлины на нефть до 0% в 2009 году, (ii) снижением стоимости транспортировки нефти до железнодорожного погрузочного терминала и (iii) снижением затрат на погрузку и хранение нефти. Расходы на уплату экспортной пошлины на нефть снизились на 15,0 млн. долл. США, до 0 долл. США в 2009 году с 15,0 млн. долл. США в 2008 году. Расходы, связанные с транспортировкой нефти до железнодорожного погрузочного терминала, снизились на 3,7 млн. долл. США до 1,3 млн. долл. США в 2009 году с 5,0 млн. долл. США в 2008 году, в связи с завершением строительства и началом работы нефтепровода и нефтеналивного терминала в 2009 году. Расходы на погрузку и хранение нефти сократились на 2,8 млн. долл. США до 0,1 млн. долл. США в 2009 году с 2,9 млн. долл. США в 2008 году в связи с сокращением до нуля расходов на погрузку и хранение нефти. Снижение расходов на погрузку нефти до нуля было связано с вводом в эксплуатацию нефтепровода и железнодорожного терминала. Снижение расходов на хранение нефти до нуля связано с тем, что в конце 2008 года Группа увеличила свои товарные запасы нефти, чтобы ограничить убытки по реализации нефти из-за низких цен на нефть и высокой экспортной пошлины. С устранением экспортной пошлины и увеличением цен на нефть в 2009 году товарные запасы вернулись к нормальному уровню, в результате чего расходы на хранение сократились до нуля.

Расходы на финансирование сократились на 5,4 млн. долл. США, или 40,8%, до 7,8 млн. долл. США в 2009 году с 13,2 млн. долл. США в 2008 году, в основном за счет увеличения капитализации процентов. В связи с увеличением маржи сверх ставки ЛИБОР в сентябре 2009 года, расходы на финансирование несколько увеличились на 4%, или 1,3 млн. долл. США, до 32,9 млн. долл. США в 2009 году с 31,6 млн. долл. США в 2008 году, что было частично компенсировано увеличением капитализированных расходов на финансирование (на 35 %, или 6,8 млн. долл. США, до 26,4 млн. долл. США в 2009 году с 19,6 млн. долл. США в 2008 году). Увеличение капитализации процентов произошло в основном за счет увеличения объемов незавершенного строительства, которое выросло на 50%, или 115,0 млн. долл. США, до 343,4 млн. долл. США в 2009 году с 228,4 млн. долл. США в 2008 году.

Убыток от контракта на хеджирование составил 16,9 млн. долл. США по сравнению с прибылью 64,8 млн. долл. США в 2008 году. Убыток от контракта на хеджирование состоял из справедливой стоимости контракта на хеджирование по состоянию на 31 декабря 2008 года (в сумме 62,9 млн. долл. США) за вычетом доходов, полученных от продажи контракта на хеджирование в марте 2009 года (в сумме 48,2 млн. долл. США), за вычетом реализованного дохода от хеджирования в 5,4 млн. долл. США, реализованного до продажи контракта на хеджирование, плюс нереализованный убыток от хеджирования в 7,6 млн. долл. США, связанный с покупкой нового контракта на хеджирование.

Убытки от курсовой разницы составили 2,2 млн. долл. США по сравнению с 1,5 млн. долл. США в 2008 году в первую очередь, в связи со снижением долларовой стоимости неоплаченного НДС, выраженного в тенге на момент девальвации тенге в марте 2009 года.

Прибыль до налога на прибыль сократилась на 89,8 млн. долл. США, или 90,1%, до 8,8 млн. долл. США в 2009 году с 98,7 млн. долл. США в 2008 году, что объясняется, главным образом, убытками от

хеджирования в размере 16,9 млн. долл. США по сравнению с доходом от хеджированием 64,8 млн. долл. США в 2008 году.

Расходы по налогу на прибыль уменьшились на 7,6 млн. долл. США, или 21,5%, до 27,6 млн. долл. США в 2009 году с 35,2 млн. в 2008 году. Расходы по налогу в размере 27,6 млн. долл. США явились, в основном, результатом переоценки (в тенге) внеоборотных активов после девальвации тенге в марте 2009 года. Расходы по налогу в размере 27,6 млн. долл. США включают 7,9 млн. долл. США текущих расходов по налогу на прибыль и 19,7 млн. долл. США отложенных налоговых обязательств.

Чистая прибыль снизилась на 81,6 млн. долл. США в 2009 году до чистого убытка в 18,8 млн. долл. США в 2009 г., с чистой прибыли в размере 62,8 млн. долл. США в 2008 году в результате вышеизложенного.

Сопоставление результатов деятельности за годы, завершившиеся 31 декабря 2008 года и 2007 года

В следующей таблице приведены статьи отчета о прибылях и убытках Группы за годы, завершившиеся 31 декабря 2008 года и 2007 года, в долларах США и в процентах от объемов реализации сырой нефти.

	Год, завершив. 31 декабря 2008 г. (млн. долл. США)	% от продажи сырой нефти	Год, завершив. 31 декабря 2007 г. (млн. долл. США)	% от продажи сырой нефти
Реализация сырой нефти.....	135,912	100,0	108,490	100,0
Стоимость реализации	(44,610)	32,8	(37,401)	34,5
Валовая прибыль	91,302	67,2	71,089	65,5
Общие и административные расходы	(20,299)	14,9	(12,542)	11,6
Расходы на реализацию и транспортировку нефти	(24,212)	17,8	(6,793)	6,3
Прибыль/ (убытки) по контракту на хеджирование.....	64,780	47,7	—	—
Доход от процентов.....	0,604	0,44	—	—
Затраты на финансирование	(13,171)	9,7	(6,841)	6,3
(Убытки) / прибыль от курсовой разницы	(1,527)	1,1	6,247	5,8
Прочие (расходы) / прибыль	1,189	0,9	0,820	0,8
Прибыль/ (убытки) до налога на прибыль.....	98,666	72,6	51,980	47,9
Расходы по налогу на прибыль	(35,188)	25,9	(15,650)	14,4
Чистый(-ая) убыток / прибыль	63,478	46,7	36,330	33,5

Выручка от реализации сырой нефти увеличилась на 27,4 млн. долл. США, или 25,3%, до 135,9 млн. долл. США в 2008 году с 108,5 млн. долл. США в 2007 году, что связано, в первую очередь, с увеличением добычи нефти в результате бурения новых эксплуатационных скважин и улучшения обслуживания существующих скважин. Это было, однако, частично компенсировано значительным падением цен на сырую нефть марки Brent в конце 2008 года в связи с экономическим спадом и ухудшением рыночных условий (см. раздел "Факторы риска—Риски, связанные с формированием и развитием рынков в целом"). Кроме того, имело место увеличение размера скидки, по которой Группа рассчитывает свои цены на сырую нефть, с 1,86 долл. США за баррель до 15,58 долл. США за баррель в 2008 году из-за увеличения транспортных расходов, вызванного повышением железнодорожных тарифов и повышением ставок аренды железнодорожных цистерн.

Группа увеличила объемы продаж во время пробной добычи на 29 913 баррелей, или 2,0%, в 2008 году. В течение этого периода Группа добавила шесть нефтедобывающих скважин. В следующей таблице приведены данные о выручке от реализации сырой нефти и объемах реализации продажи сырой нефти и объемы продаж за годы, завершившиеся 31 декабря 2008 года и 2007 года:

	Года, завершив. 31 декабря	
	2008 г.	2007 г.
Реализация сырой нефти (млн. долл. США).....	135,912	108,490
Объемы реализации (включая компенсационную нефть) (барр.).....	1 749 066	1 719 153

Увеличение объемов реализации сырой нефти было частично связано с увеличением объемов добычи после расширения инфраструктуры и производственных мощностей Группы. Приведенная ниже таблица показывает изменения товарной цены на сырую нефть марки Brent и изменения в размере скидок и чистой

выручки, полученной Группой от реализации ее сырой нефти, за годы, завершившиеся 31 декабря 2008 года и 2007 года. Цена на сырую нефть марки Brent подвергалась значительным колебаниям в 2008 году, упав до средней цены на момент закрытия торгов в декабре 2008 года до 43,10 долл. США за баррель. Уровень добычи нефти во второй половине 2008 года был ниже ожидаемого, так как Жаикмунай был вынужден сократить свою добычу нефти (i) в июле и августе с 6700 баррелей в сутки до 2000 баррелей в сутки из-за нехватки вагонов для перевозки (до заключения соглашений о долгосрочной аренде, после чего уровень добычи вернулся на прежний уровень), (ii) из-за геологических проблем, возникших в проекте закачки воды и (iii) приблизительно на 50% в ноябре 2008 года, упав до минимального технически необходимого уровня в декабре 2008 года в результате значительного падения цен на сырую нефть марки Brent в конце 2008 года и введения Правительством значительной экспортной пошлины, которая была фактически отменена в январе 2009 года.

	Года, завершив. 31 декабря	
	2008 г.	2007 г.
Средняя цена сырой нефти марки Brent, из которой исходил Жаикмунай при реализации своей нефти (долл. США / баррель)	98,11	72,43
Средняя скидка с цены сырой нефти марки Brent (долл. США / баррель)	15,58	13,72
Средняя чистая выручка (долл. США / баррель).....	82,53	58,71

Стоимость реализации увеличилась на 7,2 млн. долл. США, или на 19,3%, до 44,6 млн. долл. США в 2008 году с 37,4 млн. долл. США в 2007 году, что объясняется, главным образом, (i) увеличением экологических сборов, (ii) увеличением добычи сырой нефти и связанного с этим увеличением износа, (iii) увеличением расходов по заработной платой и соответствующим налогам и (iv) увеличением расходов на материалы и поставки. Экологические сборы увеличились на 1,8 млн. долл. США, или 201,4%, до 2,8 млн. долл. США в 2008 году с 0,9 млн. долл. США в 2007 году в связи с увеличением Правительством ставки экологического сбора. Износ увеличился на 1,8 млн. долл. США, или 28,7%, до 7,9 млн. долл. США в 2008 году с 6,1 млн. в 2007 году, главным образом, из-за повышения средних остатков нефтегазовых активов и более высокого уровня истощения. Уровень истощения снизился незначительно в 2008 году до 6,2% с 6,8% в 2007 году из-за увеличения объема доказанных разрабатываемых запасов, компенсирующих увеличение объема добычи нефти в течение этого периода. Расходы на заработную плату и соответствующие налоги увеличились на 1,6 млн. долл. США, или 52,9%, до 4,7 млн. долл. США в 2008 году с 3,0 млн. долл. США в 2007 году. Затраты на оплату труда увеличились в связи с более высокой заработной платы и увеличением числа производственных работников с 301 в 2007 году до 366 в 2008 году. Расходы на сырье и материалы увеличились на 1,1 млн. долл. США, или 37,7%, в 2008 году с 2,8 млн. долл. США в 2007 году, в связи с увеличением рыночной цены нефти в первой половине года.

Общие и административные расходы увеличились на 7,8 млн. долл. США, или 61,9%, до 21,0 млн. в 2008 году с 12,5 млн. долл. США в 2007 году. Это увеличение произошло, в основном, за счет увеличения (i) платежей за консультационные услуги, (ii) платежей за услуги по менеджменту, (iii) заработной платы и связанных с этим расходов на уплату налога (iv) затрат на обучение. Платежи, выплачиваемые Группой за консультационные услуги, увеличились на 2,6 млн. долл. США, или 133,2%, до 4,6 млн. долл. США в 2008 году с 2,0 млн. долл. США, в результате назначения Группой специалистов по маркетингу для продажи продукции из газа. Платежи за услуги по менеджменту увеличились на 2,3 млн. долл. США, или 74,7%, в 2008 году с 3,1 млн. долл. США в 2007 году, в основном в результате изменения вознаграждения, выплачиваемого руководству. Расходы на оплату труда и связанных с этим налогов выросли на 769 000 долл. США, или 35,2%, с 2,2 млн. долл. США в 2007 году до 3,0 млн. долл. США в 2008 году в связи с более высокой заработной платой и увеличением числа общего и административного персонала с 130 в 2007 году до 142 в 2008 году. Расходы на обучение сотрудников (которые определяются в соответствии с капитальными вложениями, произведенными Жаикмунаем) увеличилась на 803 000 долларов США, или 47,3%, с 1,7 млн. долл. США в 2007 году до 2,5 млн. долл. США в 2008 году.

Расходы на продажу и транспортировку нефти увеличились на 17,4 млн. долл. США, или 256%, до 24,2 млн. долл. США в 2008 году с 6,8 млн. долл. США в 2007 году. Это увеличение было, в основном, вызвано разовым расходов в размере 15,1 млн. долл. США, понесенным Группой в 2008 году, после введения Правительством экспортных пошлин на крупные нефтедобывающие компании. В январе 2009 года эта пошлина была фактически отменена Правительством Казахстана в связи со значительным ухудшением цен на нефть и впредь на Группу эта экспортная пошлина не будет распространяться. За исключением той или иной экспортной пошлины, расходы на продажу и транспортировку нефти увеличились на 34,3% до 9,1 млн. долл. США в 2008 году из-за увеличения транспортных расходов в результате повышения железнодорожных тарифов и повышения ставок аренды железнодорожных цистерн. Кроме того, Жаикмунай

временно пострадал от нехватки цистерн в середине 2008 года в результате решения правительства России приватизировать активы, связанные с железнодорожным транспортом, что вызвало некоторые перебои на рынке.

Доходы от контракта на хеджирование составили 64,8 млн. долл. США по сравнению с отсутствием прибыли или убытков в 2007 году. Прибыль от контракта на хеджирование в сумме 64,8 млн. долл. США состояла из (i) нереализованных доходов от хеджирования в сумме 63,2 млн. долл. США (состоящих из справедливой стоимости контракта на хеджирование по состоянию на 31 декабря 2008 года в размере 62,9 млн. долл. США и курсовых разниц в размере 0,3 млн. долл. США из-за изменения функциональной валюты и перехода от тенге к доллару США) и (ii) реализованного дохода от хеджирования в сумме 1,6 млн. долл. США (денежных средств, полученных от BNP Paribas, контрагентов по хеджированию, в течение ноября и декабря 2008 года).

Расходы на финансирование выросли на 6,3 млн. долл. США, или 92,5%, до 13,2 млн. долл. США в 2008 году с 6,8 млн. долл. США в 2007 году. Это увеличение было обусловлено, главным образом, увеличением расходов на выплату процентов по займам на сумму 3,7 млн. долл. США в 2008 году. Это было связано с получением Группой средств на общую сумму 382,0 млн. долл. США по Синдицированному Кредиту в 2008 году, по сравнению с получением сумм в меньшем размере в 2007 году. На 31 декабря 2008 года эта сумма оставалась непогашенной и представляла собой краткосрочное обязательство Группы из-за невыполнения ею обязательств по кредиту. Годовая процентная ставка по непогашенным суммам составляет сумму ЛИБОР, обязательных расходов и маржи в размере 3% (в отношении первых 200,0 млн. долл. США) или маржи в 4% (в отношении остальной суммы до 382,0 млн. долл. США). Расходы на финансирование также увеличились в результате амортизации платежей, выплаченных при организации Синдицированного Кредита в 2008 году, в размере 1,3 млн. долл. США (см. "Описание прочей задолженности и некоторых финансовых соглашений—Синдицированный Кредит").

Убытки от курсовой разницы составили 1,5 млн. долл. США в 2008 году, в то время как в 2007 году доходы от курсовой разницы составили 6,2 млн. долл. США. Доходы и убытки от курсовой разницы были связаны с колебаниями в стоимости доллара США и тенге.

Прибыль до налога на прибыль увеличилась на 46,7 млн. долл. США, или 89,8%, до 98,7 млн. долл. США в 2008 году с 52,0 млн. в 2007 году. Это увеличение произошло, в основном, из-за нереализованной прибыли в 63,2 млн. долл. США, полученной Группой в 2008 году по контракту на хеджирование (который Группа должна была заключить согласно Синдицированному Кредиту), который вступил в силу в марте 2008 года. Средняя цена сырой нефти марки Brent на момент закрытия торгов в декабре 2008 года составила 43,1 долл. США за баррель.

Расходы по налогу на прибыль увеличились на 19,5 млн. долл. США, или 124,8%, до 35,2 млн. долл. США в 2008 году с 15,7 млн. долл. США в 2007 году в результате вышеизложенного. Из этой суммы только 4,2 млн. долл. США были отражены в отчетности как текущие расходы по налогу на прибыль, а остальные 31,0 млн. долл. США начислялись в качестве отложенного налогового обязательства.

Чистая прибыль увеличилась на 27,1 млн. долл. США, или 74,7%, до 63,5 млн. долл. США в 2008 году с 36,3 млн. долл. США в 2007 году в результате вышеизложенного.

Ликвидность и капитальные ресурсы

Общая часть

Исторически, в течение рассматриваемого периода основными источниками финансирования Жаикмуная являются денежные средства от операций и суммы, полученные по Синдицированному Кредиту, первичное публичное размещение ГДР в апреле 2008 года и дополнительное размещение ГДР в сентябре 2009 года. Его требования к ликвидности в первую очередь касаются удовлетворения текущих обязательств по обслуживанию долга (по нашему Синдицированному Кредиту до размещения и в соответствии с условиями Облигаций после размещения) и финансированию капитальных затрат и потребностей в оборотном капитале.

Движение денежных средств

Ниже в таблице представлены данные по движению денежных средств и убыткам за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года и годы, завершившиеся 31 декабря 2009, 2008 и 2007 годах.

	Год, завершив. 31 декабря			Шесть месяцев, завершив. 30 июня
	2009 г.	2008 г.	2007 г.	2010 г.
	(млн.долл. США)			(непровер.)
Движение денеж. средств (чистая сумма) от операц. деят-сти	45,934	44,223	48,233	24,672
Движение денеж. средств (чистая сумма) от инвест. деят-сти	(200,673)	(195,196)	(173,105)	(71,316)
Движение денеж. средств от/(исп. в) финан. деят-сти	279,418	155,627	129,166	(16,586)
Денеж. ср-ва и их эквиваленты на конец периода	137,375	11,887	7,360	74,192

Движение денежных средств (чистая сумма) от операционной деятельности

Чистое движение денежных средств от операционной деятельности составило 24,7 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, и в основном относились к:

- прибыли до подоходного налога в этом периоде в размере 35,8 млн. долл. США, с поправкой безналичных начислений по износу и амортизации в размере 8,2 млн. долл. США, и сторнированию расходов по опциону на акции в 1,0 млн. долл. США;
- увеличению на 17,4 млн. долл. США рабочего капитала, связанного в первую очередь с (i) уменьшением дебиторской задолженности на 9,7 млн. долл. США и (ii) уменьшение дебиторской задолженности на 19,9 млн. долл. США; и
- выплаченному подоходному налогу 1,8 млн. долл. США.

Чистое движение денежных средств от операционной деятельности составило 45,9 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2009 года, и в основном относились к:

- прибыли до подоходного налога в сумме 8,8 млн. долл. США с поправкой (i) на безналичные начисления по износу и амортизации 16,6 млн. долл. США, (ii) на расходы на финансирование в сумме 7,8 млн. долл. США, (iii) на начисление расходов по опциону на акции в сумме 6,5 млн. долл. США, связанных с изменениями в программе опциона по акциям для сотрудников, и (iv) на потери по контрактам на хеджирование в сумме 16,9 млн. долл. США;
- увеличению на 3,3 млн. долл. США рабочего капитала, связанного в первую очередь с (i) увеличением дебиторской задолженности в сумме 12,8 млн. долл. США, кредиторской задолженности в сумме 3,7 млн. долл. США, и по другим текущим обязательствам в сумме 1,2 млн. долл. США, (ii) уменьшением предоплат будущим поставщикам услуг в сумме 5,4 млн. долл. США, и (iii) выплатами Правительству Казахстан по СРП на сумму 1,0 млн. долл. США; и
- выплаченному подоходному налогу 8,9 млн. долл. США.

Чистое движение денежных средств от операционной деятельности составило 44,2 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2008 года, и в основном относились к:

- прибыли до подоходного налога в сумме 98,7 млн. долл. США с поправкой (i) на безналичные начисления по износу и амортизации в сумме 8,0 млн. долл. США, (ii) на расходы по займам в сумме 11,9 млн. долл. США, (iii) на нереализованный доход от контрактов на хеджирование в сумме 63,2 млн. долл. США, заключенных Жаикмунаем, которые вступили в силу в марте 2008 года, и (iv) на нереализованные убытки от курсовой разницы—без 3,6 млн. долл. США;
- увеличению на 5,3 млн. долл. США рабочего капитала, связанного в первую очередь с (i) увеличением предоплат и других текущих активов в сумме 13,8 млн. долл. США, включая предоплаты по НДС и, в меньшей степени, количества контрактов на изделия с длительным сроком изготовления, требующих авансовых платежей за буровые материалы и поставки, (ii) уменьшением дебиторской задолженности на 8,4 млн. долл. США, и (iii) выплатам Правительству Казахстана по СРП в сумме 2,1 млн. долл. США; и
- выплаченному подоходному налогу 9,6 млн. долл. США.

Чистое движение денежных средств от операционной деятельности составило 48,2 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2007 года, и в основном относились к:

- прибыли до подоходного налога в сумме 53.4 млн. долл. США с поправкой (i) на безналичные начисления по износу и амортизации в сумме 6,1 млн. долл. США, (ii) на расходы по процентам займов в сумме 6.5 млн. долл. США, и (iii) на нереализованный доход от курсовой разницы—без 6,6 млн. долл. США;
- увеличению на 5,9 млн. долл. США рабочего капитала, связанного в первую очередь с (i) увеличением кредиторской задолженности на 3.6 million, (ii) увеличением кредиторской задолженности на 3.0 million and (iii) увеличением предоплат и других текущих активов на 8.7 млн. долл. США; и
- выплаченному подоходному налогу 6,4 млн. долл. США.

Движение денежных средств (чистая сумма) от инвестиционной деятельности

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, составили 71,3 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, в основном, в связи с инвестициями в Установку на Переработку Газа (35,4 млн. долл. США), в бурение новых скважин (32,3 млн. долл. США), и в программу закачки воды (3,3 млн. долл. США).

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, составили 200.7 млн. долл. США в 2009 году, в основном, в связи с инвестициями в Установку на Переработку Газа (163.8 млн. долл. США), в бурение новых скважин, КРС и выкидные линии (59.0 млн. долл. США), в нефтепровод и железнодорожный терминал (25.3 млн. долл. США), в газопровод в сумме 5.1 млн. долл. США, и УПН (3.5 млн. долл. США).

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, составили 195.2 млн. долл. США в 2008 году, в основном, в связи с инвестициями в нефтегазовые активы Группы, включая бурение новых эксплуатационных скважин.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, составили 173.1 млн. долл. США в 2007 году, в основном, в связи с бурением новых скважин (79.2 млн. долл. США), строительством объектов и новой инфраструктуры (46.0 млн. долл. США), и плановыми предоплатами за изделия долгосрочного изготовления (25.0 млн. долл. США).

Чистые денежные средства от финансовой деятельности

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности, составили 16,6 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, в основном, из-за процентов, выплаченных в сумме 16.5 млн. долл. США.

Чистые денежные средства от финансовой деятельности составили 279,4 млн. долл. США в году, закончившемся 31 декабря 2009 года, и были, в основном, связаны с (i) регулированием товарных позиций Группы при хеджировании в марте 2009 года, (ii) поступлениями от выпуска 75 000 000 ГДР, и (iii) платежами, выплаченными по организации Синдицированного Кредита.

Чистые денежные средства от финансовой деятельности составили 155,6 млн. долл. США в году, закончившемся 31 декабря 2008 года, и были, в основном, связаны с получением средств по Синдицированному Кредиту и поступлениями от первоначального размещения глобальных депозитарных расписок в апреле 2008 года, которые были в списке основного рынка Лондонской Фондовой Биржи. Эти средства использовались в основном для выплаты некоторых существующих кредитов (от БТА и Blavin) и финансирования программы капиталовложений Группы.

Чистые денежные средства от финансовой деятельности составили 129.2 млн. долл. США в году, закончившемся 31 декабря 2007 года, которые финансировались в основном средствами из в то время существовавшей кредитной линии с БТА для финансирования программы капиталовложений Группы.

Задолженность

См. “Описание прочей задолженности и некоторых финансовых соглашений”.

Обязательства

Риск ликвидности это риск, заключающийся в том, что Группа встретится с трудностями при привлечении средств для выполнения обязательств, связанных с ее финансовыми обязательствами. Требования ликвидности контролируются на регулярной основе, и руководство обеспечивает наличие достаточных активов для выполнения обязательств по мере их возникновения. Нижеследующая таблица дает в кратком виде сроки исполнения финансовых обязательств Группы на 31 декабря 2009 года на основании контрактных недисконтированных платежей:

Год, завершив. 31 декабря 2009 г.	По требованию	Менее чем за 3 месяца	3–12 месяцев	1–5 лет	Более 5 лет	Всего
			(млн.долл. США)			
Прочие займы	—	7,666	23,000	415,750	—	446,416
Кредиторская задолженность	50,242	—	17,593	—	—	67,835
План опциона по акциям для сотрудников	—	—	—	7,025	—	7,025
Прочие текущие обязательства	7,854	—	—	—	—	7,854
Обязательство перед Правительством	—	0,258	0,773	4,124	16,753	21,908
Всего	58,096	7,924	41,366	426,899	16,753	551,038

На 30 июня 2010 года у Группы были инвестиционные обязательства на сумму 25.8 млн. долл. США. В эту сумму входят 13.5 млн. долл. США, которые должны быть выплачены КСС, в основном, за строительство Установки подготовки газа.

Капитальные затраты

В годы, завершившиеся в 2009 году и 2008 году, капитальные затраты Жаикмуная составили 210,6 млн. долл. США и 218,0 млн. долл. США, соответственно, отражая главным образом затраты на бурение и инфраструктуру, и затраты на разработку по таким пунктам, как нефтепровод, газопровод, Установка Подготовки Нефти и Установка по Подготовке Газа. Это составило 182% и 160% дохода соответственно. Группа внедрила программу капиталовложений, составляющую в бюджете примерно 356 млн. долл. США на период между 2010 и 2018 годами (исключая влияния инфляции), как показано далее в таблице. Капитальные расходы Жаикмуная в первой половине 2010 года составили 71,3 млн. долл. США по сравнению с 24,9 млн. долл. США в первой половине 2009 года. Жаикмуная планирует финансировать свой теперешний план капитальных затрат полностью из доходов от продажи нефти и нефтепродуктов.

Руководство полагает, основываясь на разработке доказанных запасов, что капитальные затраты Группы, по кассовому методу учета, будут такими, как приведены в нижеследующей таблице.

Пункт:	Капитальные затраты					
	2008 г.	2009 г.	2011–2018		Итого	%
			2010 г.	гг.		
	(млн.долл. США)					
Затраты на бурение.....	86,3	34,1	52,2	86,2	258,8	32,9
Нефте- и газопроводы	17,8	30,4	5,4	0,0	53,6	6,8
Установка Переработки Нефти	16,7	3,5	8,0	0,0	28,2	3,6
Установка подготовки газа ⁽¹⁾	19,9	91,3	51,5	22,7	185,4	23,6
Закачка воды и газа	1,0	5,7	8,1	1,8	16,6	2,1
Производства э/энергии	0,9	0,0	0,2	1,9	3,0	0,4
Инфраструктура.....	6,0	3,3	2,5	15,3	27,1	3,4
Терминал СУГ и автоцистерны.....	0,9	1,1	0,9	0,0	2,9	0,4
КРС и выкидные линии.....	2,7	16,3	0,8	4,5	24,3	3,1
Пуск в эксплуатацию	0,0	0,8	0,0	1,0	1,8	0,2
Разведка	5,4	3,0	5,0	11,5	24,9	3,2
Прочее ⁽²⁾	60,4	21,1	22,7	55,5	159,7	20,3
Итого	218,0	210,6	157,3	200,4	786,3	100,0

(1) Первый этап Установки подготовки газа.

(2) Включает непредвиденные капитальные затраты (за исключением Установки подготовки газа), затраты по вахтовому поселку и прочему оборудованию, резервуарам и инженерно-техническим работам.

В вышеприведенную таблицу не включены капитальные затраты в отношении строительства второго этапа Установки подготовки газа.

После успешной реализации первой фазы Установки подготовки газа Жаикмунай предполагает построить третий блок, который является вторым этапом Установки подготовки газа. Это будет зависеть от ряда факторов, таких как способность Жаикмунай перевести вероятные запасы в доказанные запасы, конъюнктуры цен на нефть, и денежных средств, создаваемых работой первого этапа Установки. По оценкам руководства, строительство второго этапа обойдется приблизительно в 362 млн. долл. США. В настоящее время внимание Жаикмунай сосредоточено исключительно на реализации первой этапа Установки подготовки газа.

Жаикмунай планирует финансировать будущие капитальные затраты с доходов от продажи нефти и нефтепродуктов.

Затраты на бурение

Основываясь на прошлых контрактах, Жаикмунай предусмотрел в бюджете стоимость каждой скважины приблизительно в 11,0 млн. долл. США для эксплуатационных / оценочных скважин, планируемых к бурению на девонские залежи (и дополнительные 3,0 млн. долл. США за скважину для горизонтальных скважин). Стоимость одной пробуренной эксплуатационной скважины на турнейскую залежь в бюджете планируется в сумме примерно 8,0 млн. долл. США.

Установка подготовки газа

10 августа 2007 года Жаикмунай заключил соглашение с КСС на строительство Установки подготовки газа, которая, как ожидается, будет перерабатывать попутный газ и газовый конденсат. Строительство первого этапа Установки подготовки газа предусматривало сооружение двух блоков по переработке газа. Выплаты, сделанные компании КСС в отношении строительства Установки подготовки газа, составили 17,6 млн. долл. США в 2008 году, и 100,1 млн. долл. США в 2009 году. Механическое завершение первого этапа Установки подготовки газа состоялось 29 сентября 2010 года, когда Рабочая Комиссия дала свое официальное решение о том, что строительство Установки подготовки газа завершилось в целом в соответствии со стандартами Республики Казахстан. Холодный запуск, как ожидается, произойдет в октябре 2010 года. После холодного запуска пусконаладочные работы продолжатся, пока будет идти пробная эксплуатация. Первые продажи газа ожидаются в ноябре 2010 года. В конце периода пробной эксплуатации Установка подготовки газа, как ожидается, достигнет проектной мощности, в результате чего установка полностью войдет в эксплуатацию. После этого будет проведено совещание с Государственной приемочной комиссией, которое, как ожидается, произойдет не позднее 31 декабря 2010 года.

По состоянию на 30 июня 2010 года невыплаченная сумма, причитающаяся КСС за строительство Установки подготовки газа, составляла 27,6 млн. долл. США, куда входят 6,9 млн. долл. США, которые должны быть выплачены КСС после завершения строительства, и 20,7 млн. долл. США, (которая возрастет до 22,7 млн. долл. США к моменту завершения), выплачиваемых КСС после того, как Государственная Приемочная Комиссия выдаст Акт о Госприемке.

См. “Факторы риска— Факторы риска, Относящиеся к Деятельности Группы—Уровни добычи углеводородов базируются на Установке подготовки газа, действующей на полную мощность или почти на полной мощности. Если Установка подготовки газа не будет работать на полной или почти полной мощности, это может привести к сокращению или приостановке добычи углеводородов.”, “Коммерческая Деятельность—Операции— Установка подготовки газа ” и “Коммерческая Деятельность—Контракты, Имеющие Существенное Значение для Нашей Деятельности—Соглашение об Установке подготовки газа”.

Установка Переработки Нефти

В настоящее время ТОО "Жаикмунай" эксплуатирует первую установку подготовки нефти, которая была построена и введена в эксплуатацию в начале 2006 года. Группа планирует завершить вторую установку подготовки нефти в 2011 году для того, чтобы удвоить объем переработки. Общая сумма капитальных затрат на установку подготовки нефти, как ожидается, составит около 20 млн. долл. США.

Нефтепровод и железнодорожный нефтеналивной терминал

В 2009 году было успешно завершено строительство 120-километрового нефтепровода из Чинаревского Месторождения до железнодорожного терминала в Ростошах, недалеко от города Уральска. Строительство

нефтепровода Жаикмуна состояла из трех частей: главной насосной станции на месторождении; самого нефтепровода диаметром 324 мм, 120 км длиной, и железнодорожного нефтеналивного терминала, включая узел приема, систему автоматики и установки рекуперации паров, были построены дополнительные резервуары для хранения нефти. Стоимость всего проекта составила 97,0 млн. долл. США. В результате, Жаикмунай уже больше не перевозит нефть из месторождения по дорогам до терминала в Ростошах. Предполагается, что это приведет к снижению транспортных расходов примерно до 25,0 долл. США за тонну.

Информация о рыночных рисках

Группа подвергается воздействию различных рыночных рисков в плане рыночной цены сырой нефти и конденсата, валютных курсов, процентных ставок и кредитоспособности контрагентов по сделке, с которыми Жаикмунай предполагает проводить расчеты при нормальных коммерческих условиях.

Риски, связанные с товарной ценой

Риск, связанный с товарной ценой, это риск того, изменения в рыночной цене сырой нефти будут негативно влиять на текущие или будущие доходы Группы. Ценовой риск чрезвычайно значим для результатов деятельности Группы, учитывая, что все продажи сырой нефти основываются на товарной цене. На цены на нефть влияют такие факторы, как действия ОПЕК, политические события, факторы спроса и предложения. Хотя Группа заключила контракты на хеджирование в марте 2010 года, покрывающие экспортные продажи в объеме 4000 баррелей в сутки с марта 2010 по декабрь 2010 года (в соответствии с которым минимальная цена на нефть марки Brent была установлена на уровне 60 долл. США за баррель), они лишь частично защищают Группу от падения цен на нефть с их теперешнего уровня, и эти контракты на хеджирование могут прекратиться после погашения Синдицированного Кредита. С этими контрактами на хеджирование можно произвести новацию или расторгнуть после погашения Синдицированного Кредита, и если такие контракты обновляются или прекращаются, Жаикмунаю, возможно, придется оплатить издержки с их изменением или расходы по их расторжению, либо иные суммы в соответствии или в связи с такими контрактами. См. "Описание прочей задолженности и некоторых финансовых соглашений — Контракты на хеджирование". Группа намерена сохранить ту же политику хеджирования в будущем, которая вызвана требованиями по капитальным затратам и обслуживанию долга.

Риск, связанный с обменным курсом иностранной валюты

Группа подвергается риску в плане иностранной валюты, который связан с заключаемыми сделками, активами и обязательствами, выраженными в валютах, отличных от функциональной валюты ее действующих предприятий, которые с 1 января 2009 года ведут расчеты в долларах США. Эта уязвимость в первую очередь связана со сделками, контрактами и займами, выраженными в тенге. Большая часть денежных средств Группы, а также ее дебиторская задолженность, выражены в долларах США, как и большая часть расходов Группы, выраженных в долларах США, а примерно 20% в тенге. Нет никакого форвардного рынка вперед для тенге, а Группа не использует другие валютные или форвардные контракты, чтобы регулировать эту уязвимость. Что касается иностранной валюты, Группа понесла потери в сумме 0,060 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года (по сравнению с убытками в сумме 15,4 млн. долл. США за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2009 г.), потери в сумме 2,2 млн. долл. США за год, завершившийся 2009 года, потери в 1,5 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2008 года, и прирост в сумме 6,2 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2007 года. Группа не хеджирует этот риск. На дату настоящего Меморандума о предложении все финансирование Группы проводится в долларах США, и в будущем капитальные затраты Группы предполагаются осуществлять в основном в долларах США.

Риски, связанные с процентной ставкой

Риски, связанные с процентной ставкой Группы, главным образом относятся к процентам, получаемым и выплачиваемым по денежным депозитам и займам. В течение рассматриваемого периода имеющиеся у Группы займы приносили проценты (i) по фиксированной марже, как указано в Синдицированном Кредите, и (ii) по переменной процентной ставке кредитной линии, связанной с лондонской межбанковской ставкой. Группа не предлагает страховать от колебаний этого курса.

Кредитный риск

Хотя Жаикмунай продает всю свою нефть в соответствии с контрактами одному или нескольким нефтетрейдеру(-ам), который(е) покупает(ют) его продукцию, Жаикмунай снижает риск неплатежа, требуя, чтобы все продажи обеспечивались аккредитивами от международного банка.

Сделки по забалансовой ведомости

В настоящее время Группа не осуществляет финансовые сделки по забалансовой ведомости.

Последние события

Добыча

Объемы добычи в июле и августе 2010 года составили 573 748 барр., увеличившись на 30,6% по сравнению с объемами добычи в 439 400 барр. за тот же период в предыдущем году. Добыча газа в июле и августе 2010 года составила примерно 1 108,9 млн. стандартных куб. футов (по сравнению с 677,2 млн. стандартными куб. футов за тот же период в 2009 году). Среднесуточная добыча сырой нефти в июле и августе 2010 года составила 9 254 барр. в сутки (по сравнению с 7 087 барр./сутки за тот же период в 2009 году).

Капитальные расходы, строительство и проектирование

В первой половине 2010 года среди строительных работ в центре внимания Группы была Установка подготовки газа. Механическое завершение первого этапа Установки подготовки газа состоялось 29 сентября 2010 года, когда Рабочая комиссия опубликовала свое официальное решение о том, что строительство Установки подготовки газа было завершено в целом в соответствии со стандартами Республики Казахстан. Холодный пуск, как ожидается, произойдет в октябре 2010 года. После холодного пуска пусконаладочные работы продолжатся, пока будет идти пробная эксплуатация. Первые продажи газа ожидаются в ноябре 2010 года. В конце периода пробной эксплуатации Установка подготовки газа, как ожидается, достигнет своей проектной рабочей мощности, что приведет к полному вводу объекта в эксплуатацию. После этого будет проведено совещание с Государственной приемочной комиссией, который, как ожидается, произойдет не позднее 31 декабря 2010 года. Полная информация относительно статуса готовности Установки подготовки газа приведена в разделе *“Коммерческая деятельность — Установка подготовки газа”*.

Соглашение по эксплуатации и техобслуживанию Установки подготовки газа

ТОО "Жаикмунай" вело переговоры с международной компанией по нефтегазовым услугам для заключения соглашения по эксплуатации и техническому обслуживанию Установки подготовки газа, по которому такая компания будет отвечать за эксплуатацию и техническое обслуживание всех механизмов и оборудования Установки подготовки газа, сроком на 36 месяцев после даты ее пуска. См. раздел *“Коммерческая деятельность — Контракты, имеющие существенное значение для нашей деятельности— Соглашение об эксплуатации и техобслуживании Установки подготовки газа”*. Окончательные условия данного соглашения еще предстоит согласовать.

Новые маршруты транспортировки

В июне и июле этого года Группа осуществила свои первые поставки сырой нефти через черноморский порт Феодосия (Украина). В общей сложности 233 444 баррелей было перевезено по железной дороге на условиях FOB (франко-борт) Феодосия, Украина, где они были погружены на танкер. Таким образом, Группа провела успешное испытание нового маршрута, который она может использовать в будущем для транспортировки сырой нефти и конденсата.

Разрешение на сжигание газа

У Жаикмунай имеется два разрешения на сжигание попутного газа, срок действия которых должен быть истечь 30 сентября 2010 года, но которые Компетентный орган согласился продлить до 31 декабря 2010 года.

Другие ключевые события

9 сентября 2010 года после получения одобрения антимонопольных органов Claremont продала 50 000 000 ГДР, что составляет около 27% выпущенных Долей участия, в пользу компании KazStroyService Global B.V. ("KSS Global"), филиала КСС, компании, которая построила для Жаикмунай Установку подготовки газа на Чинаревском месторождении. Каждая ГДР представляет одну Долю участия. После завершения указанной передачи KSS Global владела указанными ГДР, которые представляли собой ценные бумаги в свободном обращении. В связи с указанной продажей 50 млн. ГДР со стороны Claremont в пользу KSS Global, Claremont согласилась с тем, что она будет предпринимать разумные шаги, включая голосование в качестве партнера с ограниченной ответственностью на любом общем собрании партнеров с ограниченной ответственностью, для обеспечения того, чтобы физическое лицо, выдвинутое KSS Global (или два физических лица, если количество членов Совета Главного Партнера увеличивается до девяти директоров), было назначено в качестве директора в состав Совета директоров Генерального партнера. Из 55 млн. ГДР, которыми владеет Claremont, 23 809 524 подлежат передаче Dehus Dolmen Nominees, Аффилированному лицу Baring Vostok Capital Partners, если будут осуществлены права на передачу, согласованные между Claremont и Dehus Dolmen Nominees. В настоящее время Claremont принадлежат 20 млн. Долей участия и 55 млн. ГДР, представляющих приблизительно 40,54% выпущенных Долей участия в капитале Zhaikmunai L.P. (либо непосредственно, либо в форме ГДР). В случае если будут осуществлены права на передачу, согласованные между сторонами, и произойдет передача 23 809 524 ГДР в пользу Dehus Dolmen Nominees, Claremont будет владеть 27,7% Долей участия в капитале Zhaikmunai L.P. (либо непосредственно, либо в форме ГДР). См. также "Основные владельцы долей участия в капитале партнерства с ограниченной ответственностью и Доли участия".

РЕГИОНАЛЬНЫЙ ОБЗОР НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Информация в данном разделе имеет целью дать представление общего обзора нефте- и газодобывающих отраслей в Казахстане и в Каспийском регионе. Информация, если не указано иное, взята из документов, с веб-сайтов и из других публикаций, выпущенных канцелярией Президента Республики Казахстан, Агентством по статистике Республики Казахстан, Министерством финансов Республики Казахстан, Компетентным органом и НБК, а также из других общедоступных источников информации, включая годовой отчет НБК за 2007 и 2008 годы и включая Статистические бюллетени НБК за июнь 2009 года, январь 2009 года и декабрь 2008 года.

Некоторые данные по рынкам и конкурентным позициям были получены из правительственных публикаций США и других сторонних источников, в том числе из общедоступных данных Всемирного банка, Отдела экономической информации журнала «Economist», годового Статистического обзора мировой энергетики за 2010 год, а также из казахстанской прессы, публикаций, указов и постановлений Правительства. Что касается представленной статистической информации, такие статистические данные могут быть получены и из других источников, хотя исходные предпосылки и методология, а следовательно, и результативные данные, могут варьироваться от источника к источнику.

Некоторые источники обновляются только периодически. Это означает, что некоторые данные за текущие периоды получить было невозможно, и мы не можем гарантировать вам, что такие данные не пересматривались или не будут впоследствии изменены.

Обзорная часть

Каспийский регион включает в себя территории стран (включая Россию и Иран), которые примыкают к Каспийскому морю. Часть территории Узбекистана также считается частью Каспийского региона из-за своей близости к Каспийскому морю. На сегодняшний день двумя крупными странами-производителями нефти в Каспийском регионе являются Казахстан и Азербайджан. Предполагается, что в ближайшем будущем эти страны будут оставаться лидерами в добыче нефти, наращивая объемы добычи на существующих месторождениях и разрабатывая недавно открытые месторождения. Туркменистан и Узбекистан являются главенствующими производителями газа в Каспийском регионе, но они не добывают значительных объемов сырой нефти, которые были бы сравнимы с показателями добычи в Казахстане и Азербайджане. Кроме того, территории России и Ирана в районе Каспийского моря не являются источником существенной добычи нефти в этих странах. Россия, однако, играет важную роль в регионе, предоставляя транспортный коридор между Каспийским морем и Черным морем.

Нефтегазовая отрасль Казахстана

Инвестиции в нефтегазовую отрасль Казахстана

С 2000 года Казахстан переживает значительный экономический рост. Двумя основными катализаторами этого роста являлись экономические реформы и иностранные инвестиции, большая часть которых была сосредоточена в секторе энергетики. Экспорт сырой нефти значительно вырос с 2000 года, и большая часть нефти из Казахстана в настоящее время поставляется на международные рынки по трубопроводам через территорию России в пункты отгрузки на Черном море. Открытие трубопровода КТК в 2001 году существенно увеличило экспортный потенциал сырой нефти Казахстана.

Международные инвестиции в нефтегазовый сектор в Казахстане осуществляются в форме совместных предприятий, включая национальную нефтяную компанию Казахстана НК "КазМунайГаз" ("**НК КМГ**"), государственную нефтегазовую компанию, а также в форме соглашений о разделе продукции и концессий на проведение геологоразведки и добычу углеводородов из месторождений. Крупными проектами в Казахстане являются Тенгиз, Карачаганак и Кашаган. ТОО "Тенгизшевройл" ("**ТШО**"), совместное предприятие между ChevronTexaco, ExxonMobil, Lukarco и НК КМГ, занимается разработкой нефтяных месторождений «Тенгиз» и «Королевское» в соответствии с лицензией на добычу, предоставленной в 1993 году. Эта лицензия на добычу первоначально была выдана на 10 лет, но может быть продлена ТШО в общей сложности на 40 лет; она была продлена ТШО в 2003 году до 2013 года. Karachaganak Petroleum Operations ("**КПО**"), которая занимается разработкой месторождения «Карачаганак», работает по окончательному соглашению о разделе продукции, заключенному с Правительством в 1997 году сроком на 40 лет. Консорциум Кашаган, который разрабатывает месторождение «Кашаган», также был создан в 1997 году по соглашению о разделе продукции с Правительством сроком на 40 лет, охватывающим нефтяные запасы

Кашаган, Каламкас, Актоты и Кайран. Более подробно об этих и других значительных проектах по разработке нефтяных месторождений в Казахстане см. далее.

В мае 2003 года президент Назарбаев одобрил новую программу развития региона Каспийского моря на период до 2015 года, которая устанавливает, что права на разработку новых морских блоков (или потенциальных нефтяных месторождений) будут выставляться государством (в лице Компетентного органа) на конкурс в период между 2003 и 2010 годами. В соответствии с законодательством Казахстана, Правительство имеет право утвердить конкретный перечень блоков, выставляемых на конкурс, а Компетентный орган отвечает за проведение конкурсов. НК КМГ имеет обязательную долю не менее 50% во всех проектах, относящихся к новым морским блокам.

В декабре 2004 года были приняты некоторые поправки к прежнему Закону «О недропользовании». Поправки предусматривали, что в случае предполагаемой передачи прав участия по существующим или новым контрактам на недропользование государство имеет приоритетное право покупки таких прав участия на условиях не хуже, чем те, которые были согласованы сторонами предполагаемой передачи. Такое право участия может быть прямым или косвенным, например, посредством продажи акций юридического лица, имеющего права по такому контракту на недропользование.

В августе 2007 года Правительство объявило о своем неодобрении задержки в процессе добычи углеводородов со стороны Кашаганского консорциума. Правительство заявило о том, что консорциум нарушил некоторые положения выданной ему лицензии и природоохранного законодательства, и, в связи с этим, приостановило лицензию оператора на месторождении Кашаган. Соглашение об урегулировании, достигнутое в январе 2008 года, привело к тому, что были пересмотрены условия соглашения о разделе продукции в пользу НК КМГ таким образом, что доля участия НК КМГ удвоилась, а доля участия других участников консорциума уменьшилась. Условия такого соглашения также требовали от других участников консорциума заплатить 5 миллиардов долларов США в пользу НК КМГ до конца концессии в 2041 году. См. раздел *"Факторы риска—Риски, относящиеся к Казахстану—Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства"*. 3 ноября 2007 года были приняты дополнительные поправки в прежний Закон «О недропользовании». Эти поправки наделяли Правительство правом пересматривать условия контрактов на недропользование и в одностороннем порядке расторгать контракты на недропользование в отношении месторождений "стратегического значения". См. *"Нормативное регулирование в Казахстане— Нормативные требования в отношении прав недропользования в Казахстане — Нормативные требования в отношении прав недропользования "*. Прежний Закон «О недропользовании» был заменен на новый Закон «О недропользовании», который был принят 24 июня 2010 года. См. раздел *" Нормативное регулирование в Казахстане— Нормативные требования в отношении прав недропользования в Казахстане —Новый Закон о недрах"*.

Спрос и предложение на нефть

По состоянию на 31 декабря 2009 года Казахстан занимает девятое место в мире по запасам нефти и одиннадцатое место в мире по запасам нефти и газа. Казахстан является вторым по величине производителем нефти (после России) среди бывших советских республик и имеет крупнейшие извлекаемые запасы нефти в Каспийском регионе. Доказанные запасы нефти и газа Казахстана составили 39,8 миллиардов баррелей (что составляет 3,0% от доказанных запасов нефти в мире) и 64,4 триллиона кубических футов (что составляет 1,0% от доказанных запасов нефти в мире), соответственно, по состоянию на 31 декабря 2009 года.

В период между 1999 годом и 2008 годом добыча нефти в Казахстане выросла в годовом исчислении примерно на 10,5%. Казахстан добыл примерно 66,1 млн. тонн нефти и газового конденсата в 2006 году, 68,4 млн. тонн - в 2007 году, 72,0 млн. тонн - в 2008 году и 78,0 млн. тонн - в 2009 году, рост составил 8,5% с 2008 года. В течение первого квартала 2009 года объем промышленной добычи сырой нефти и природного газа увеличился на 2,4% по сравнению с увеличением на 7,7% за тот же период в 2008 году. Правительство Казахстана заявило, что, согласно его ожиданиям, добыча нефти и газа увеличится до 80 млн тонн в год и 47 млрд. кубических метров в год в 2010 году и 130 млн. тонн в год и 50 млрд. кубических метров в год к 2015 году соответственно. Предполагается, что большая часть этого роста придется на «Тенгиз», «Карачаганак» и «Кашаган».

Азиатско-Тихоокеанский регион был крупнейшим географическим регионом мира по потреблению нефти в 2009 году, на который приходилось около 31,1% мирового потребления. Соединенные Штаты Америки являются крупнейшим потребителем нефти, на которого приходится 21,7% мирового потребления нефти. Европа, вместе с бывшими советскими республиками, представляет крупнейший географический регион мира по потреблению природного газа в 2009 году, на нее приходится 35,9% мирового потребления.

Соединенные Штаты Америки, как крупнейшая страна-потребитель природного газа, потребила 22,2% от общего объема мирового потребления газа в 2009 году.

Казахстан имеет три основных нефтеперерабатывающих завода, снабжающих северный регион (в Павлодаре), западный регион (в Атырау) и южный регион (в Шымкенте), с перерабатывающими мощностями 21,0 млн. тонн в год (около 427 000 баррелей в сутки). Сырая нефть также перерабатывается на мини-НПЗ (частных малых НПЗ).

В 2008 году все заводы совместно переработали в общем около 13,5 млн. тонн сырой нефти (приблизительно 4,1 млн. тонн (82 000 баррелей в сутки) в Павлодаре, 3,9 млн. тонн (78 000 баррелей в сутки) в Атырау, 4,3 млн. тонн (86 тысяч баррелей в сутки) в Шымкенте, и 1.2 млн. тонн (24.000 баррелей в сутки) на мини-НПЗ).

На НПЗ в Павлодаре поставляется главным образом сырая нефть из Западной Сибири; АНПЗ работает исключительно на внутренней нефти из западного региона Казахстана; а НПЗ Шымкент, как правило, использует нефть из южного региона Казахстана. Атырауский НПЗ находится в процессе модернизации, чтобы обеспечить некоторый дополнительный потенциал и чтобы НПЗ мог соответствовать нынешним европейским стандартам по топливу.

Спрос и предложение на газ

Казахстан является нетто-экспортером газа. Увеличение собственного производства газа, как ожидается, произойдет в основном за счет попутного газа с месторождений «Тенгиз», «Карачаганак» и «Кашаган». Большая часть казахстанских запасов газа расположена на западе страны вблизи Каспийского моря, причем примерно 25% доказанных запасов располагаются на Карачаганакском месторождении. Другое важное газовое месторождение, Амангельдинское, расположено на юге страны и в настоящее время разрабатывается "КазТрансГаз", дочерней компанией НК КМГ.

Добыча газа в Казахстане значительно возросла с 1999 года, когда Правительство приняло закон, требовавший, чтобы недропользователи (в первую очередь нефтяные компании) включали проекты по утилизации газа в свои планы развития. В результате, добыча газа в 2000 году удвоилось по сравнению с 1999 годом, достигнув 367 миллиардов кубических футов, самый высокий уровень с момента обретения независимости в 1991 году. Добыча газа увеличилась с 1,05 триллиона кубических футов в 2008 году до 1,14 триллиона кубических футов в 2009 году, увеличение составило 8,6%.

По прогнозам Компетентного органа, Казахстан планирует увеличить добычу газа до 1,5 триллионов кубических футов в год к 2010 году и до 2,0 триллионов кубических футов в год к 2015 году.

Ниже в таблице представлены уровни потребления газа в Казахстане за указанные годы:

Потребление газа						
2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
(млрд.куб.футов в год)						
455,6	526,2	663,9	716,9	688,6	709,8	692,2

Казахстан имеет две отдельные распределительные сети для отечественного природного газа: одна сеть проходит на западе и обслуживает месторождения, на которых добывается природный газ страны, и вторая сеть находится на юге и в основном поставляет импортный природный газ для потребления в южные регионы. Отсутствие внутренних трубопроводов, соединяющих казахстанские газодобывающие районы с промышленным поясом страны (между Алматы и Шымкентом), препятствует развитию отечественных ресурсов природного газа. Южный Казахстан получает большую часть своих поставок природного газа из Узбекистана по трубопроводу Ташкент-Бишкек- Алматы.

Транспортировка

Важным аспектом увеличения добычи углеводородов в Казахстане стало развитие транспортной инфраструктуры, поскольку это, в свою очередь, повысило экспортный потенциал Казахстана.

Сырая нефть

Исторически сложилось так, что отсутствие трубопроводов с возможностью доступа на международные рынки препятствовало способности Казахстана использовать свои запасы нефти. В 2007 году в Казахстане было 16 264 км трубопроводов, из которых 10 138 км трубопроводов использовались для транспортировки

газа (которые в основном транспортировали газ из соседних стран, таких как Туркменистан), и 6 126 км трубопроводов - для транспортировки нефти. Казахстан перекачивал по трубопроводам примерно 192,5 млн. тонн продукции в 2007 году и 196,4 миллионов тонн в 2008 году. Поскольку Казахстан по существу не имеет выхода к морю, трубопроводы для выхода на международные рынки осуществляют транзит через соседние страны. Эксплуатации казахстанских углеводородных ресурсов способствовало развитие инфраструктуры транспортировки углеводородов в регионе:

- в 2006 году около 31,1 млн. тонн сырой нефти было отгружено по трубопроводу КТК.
- в 2007 году около 32,6 млн. тонн сырой нефти было отгружено по трубопроводу КТК.
- в 2008 году около 31,5 млн. тонн сырой нефти было отгружено по трубопроводу КТК.
- в 2009 году около 34,6 млн. тонн сырой нефти было отгружено по трубопроводу КТК, увеличение составило 9.8% по сравнению с 2008 годом.

Трубопровод КТК, который действует с 2001 года, представляет собой основной экспортный маршрут. Он тянется на 1570 километров от месторождения Тенгиз, проходит по территории России и заканчивается на морском терминале КТК на Черном море вблизи российского порта Новороссийск. Трубопровод КТК является первым магистральным трубопроводом на территории России, не принадлежащим российскому оператору трубопроводов «Транснефти».

Трубопровод УАС перекачивает нефть с месторождений в Атырауской и Мангистауской областях в Россию. Трубопроводная система пролегает на расстояние 1500 км от Узени на юго-западе Казахстана до Атырау, прежде чем пересечь границу России и подсоединиться к российской системе Транснефти в Самаре. В июне 2002 года Казахстан подписал с Россией 15-летнее соглашение на транзит нефти. В рамках данного соглашения Казахстан будет экспортировать не менее 17,5 млн. тонн сырой нефти в год с использованием российской трубопроводной системы. Трубопровод был недавно модернизирован: были добавлены насосные станции и узлы подогрева нефти, и сейчас его пропускная способность составляет около 600 000 баррелей в сутки. До завершения трубопровода КТК Казахстан экспортировал почти все свою нефть через эту систему.

Трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан протяженностью 1767 км доставляет нефть из Баку в Азербайджане на новый морской терминал в турецком порту Джейхан на Средиземном море и является первым трубопроводом прямого маршрута между Каспийским морем и Средиземным морем. Строительство газопровода было завершено в мае 2005 года, и он начал работать в июле 2006 года. Строительство его обошлось примерно в 4 млрд. долл. США. Пропускная способность – 1 млн. баррелей в сутки. Трубопровод в основном предназначен для продукции из месторождений Азери-Чираг-Гюнешли в азербайджанском секторе Каспийского моря, однако с октября 2008 года трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан использовался для транспортировки казахстанской нефти, которая поставлялась танкерами через Каспийское море в Баку. Объем казахстанской нефти, перекачиваемый по трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан, неуклонно растет с октября 2008 года, когда Казахстан начал использовать маршрут Баку-Тбилиси-Джейхан. По заявлению азербайджанского Госкомстата, данный объем увеличился с 17 400 тонн в октябре 2008 года до 240 200 тонн в феврале 2009 года. В 2009 году нефтепровод Баку-Тбилиси-Джейхан перекачал 1,9 млн. тонн казахстанской нефти, по данным Государственного комитета по статистике Азербайджана.

28 мая 2008 года Казахстан ратифицировал Договор между Республикой Казахстан и Азербайджанской Республикой от 16 июня 2006 года по поддержке и содействию транспортировке нефти из Казахстана через Каспийское море и территорию Азербайджанской Республики на международные рынки посредством системы Баку-Тбилиси-Джейхан. В целях содействия экспорту нефти с месторождения Кашаган в течение следующего десятилетия Казахстан в настоящее время разрабатывает Казахстанскую Каспийскую Систему Транспортировки («ККСТ»), которая включает в себя строительство 454-мильного наземного трубопровода с пропускной способностью 500 000 баррелей в сутки от Ескене в Западном Казахстане до Курык на Каспийском море вблизи Актау, где должен быть построен новый нефтяной терминал пропускной мощностью 760 000 баррелей. Система также включает в себя создание нового флота танкеров и новые портовые сооружения в Баку (Азербайджан). 14 ноября 2008 года Государственная Нефтяная Компания Азербайджана и НК КМГ подписали соглашение по основным принципам ККСТ. Хотя они еще носят предварительный характер, это первый практический шаг к созданию системы с определенными условиями поставок, тарифов и других вопросов, определяющих транскаспийскую транспортировку нефти.

В декабре 2005 года Китай и Казахстан ввели в эксплуатацию 614-мильный трубопровод Атасу-Алашанькоу, входящий в состав трубопровода Атасу-Душантсы. Первоначальная пропускная способность

нефтепровода Атасу-Алашанькоу составляет около 10 млн. тонн в год (200 тыс. баррелей в сутки), с прогнозируемым увеличением до 20 млн. тонн в год. В 2006 году через трубопровод было прокачено 2,2 млн. тонн нефти. Второй этап проекта, т.е. строительство трубопровода Кенкияк-Кумколь-Атасу, как ожидается, будет завершен в 2011 году.

В настоящее время рассматриваются и другие трубопроводные маршруты из Казахстана, такие как маршруты через Кавказ в Турцию и маршруты через Иран и Афганистан.

Железнодорожная транспортировка являлась основным экспортным маршрутом для казахстанской нефти до развития трубопроводов УАС и КПК. Железнодорожная инфраструктура остается альтернативным вариантом транспортировки.

Крупные нефтегазовые проекты в Казахстане

ТШО

Совместное предприятие ТШО было создано в 1993 году с целью разработки Тенгизского и Королевского месторождений. Участниками совместного предприятия являются Chevron Overseas Company, ExxonMobil, НК КМГ и LukArco.

Тенгизское месторождение расположено в юго-восточной части Прикаспийского бассейна, на северо-восточной кромке Каспийского моря. Оно было открыто в 1979 году в Атырауской области. Тенгизское месторождение имеет оценочные извлекаемые запасы от 750 млн. тонн (5,5 миллиарда баррелей) до 1125 млн. тонн (8,3 млрд. баррелей) нефти. В 2004 году на месторождении Тенгиз было добыто 13,7 млн. тонн (276 тысяч баррелей в сутки) нефти по сравнению с 13,6 млн. тонн (274 000 баррелей в сутки) в 2005 году, и 20,0 млн. тонн (403 000 баррелей в сутки) в 2006 году. В конце 2007 года ТШО добывала примерно 300 000 баррелей нефти и 11,2 млн. кубометров газа в сутки. В 2008 году добыча нефти, согласно сообщениям, достигла 17,3 млн. тонн сырой нефти. В октябре 2008 года, когда были завершены закачка сернистого газа и расширение второй Генераторной установки, суточная добыча достигла 540 000-620 000 баррелей в сутки. Производительность растет и добыча, предположительно, достигнет максимума в 2012 году, выйдя на уровень 750 000 - 1 млн. баррелей в сутки. Продукция Тенгизского месторождения поставляется по трубопроводу КТК. Поставки также направляются по трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан.

Карачаганакский проект

Карачаганакское месторождение является крупным нефтегазоконденсатным месторождением, расположенным в северо-западном Казахстане, площадью около 280 квадратных километров. Месторождение было открыто в 1979 году, и разрабатывающий его консорциум является участником соглашения о разделе продукции с Правительством, заключенным сроком на 40 лет. Месторождение разрабатывается КПО, и в консорциум входят филиалы ENI SpA, BG Group, Chevron и LUKOIL Overseas. BG Group и ENI SpA являются операторами проекта.

Оценочные запасы месторождения составляют 1,2 млрд. тонн жидких углеводородов и 1,3 трлн. кубометров газа. В 2006 году общий объем добычи на Карачаганаке составил около 24,4 млн. тонн (около 492 000 баррелей в сутки) нефти и конденсата и 10,4 млн. кубометров газа в сутки. В 2007 году на месторождении добывалось 250 000 баррелей концентрата природного газа в сутки. Согласно КПО, месторождение обладает запасами от 8 до 9 миллиардов баррелей концентрата нефти и газа и 45 триллионами кубических футов природного газа.

В предыдущие годы почти вся добытая на Карачаганаке нефть перерабатывалась на российских предприятиях, связанных с Оренбургским месторождением, находящимся недалеко от границы. В апреле 2003 года было завершено ответвление от трубопровода на юг, к Атырау, которое соединяет Карачаганакское месторождение с главным экспортным казахстанским трубопроводом, трубопроводом КТК. Новое соединение позволило увеличить экспорт из Карачаганака и сократило зависимость членов консорциума от российских покупателей.

Совсем недавно Правительство Казахстана выступило с несколькими обвинениями в отношении Карачаганакского проекта, включая обвинения уголовного характера и обвинения в уклонении от уплаты налогов.

Кашаганское месторождение находится у северного побережья Каспийского моря, недалеко от города Атырау. В 1997 году консорциум компаний подписал 40-летнее соглашение о разделе продукции, охватывающее пять структур, а именно: Кашаган, Каламкас, Актоты, Кайран и Кашаган СВ. Структуры состоят из 11 морских блоков и занимают площадь 6000 квадратных километров. В июне 2000 года, в результате бурения и испытания скважин на Восточном Кашагане-1, было объявлено об открытии одного из крупнейших месторождений нефти и газа за последние 30 лет. Месторождение в настоящее время находится в процессе разработки, и продукция из него, как ожидается, будет отправляться по трубопроводу КТК. Проект является собственностью консорциума, который включает в себя ENI SpA, ExxonMobil Corporation, Shell, Total S.A., SoposcoPhillips Company, INPEX Corporation и НК КМГ. ENI SpA является оператором. В августе 2007 года лицензия, предоставленная консорциуму, была приостановлена Правительством якобы за нарушение казахстанских экологических норм. Соглашение об урегулировании, достигнутое в январе 2008 года, привело к тому, что были пересмотрены условия соглашения о разделе продукции в пользу НК КМГ таким образом, что доля участия НК КМГ удвоилась, а доля участия других участников консорциума уменьшилась. Соглашение об урегулировании также потребовало от других участников консорциума заплатить 5 миллиардов долларов США НК КМГ до конца концессии в 2041 году. См. раздел *"Факторы риска—Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли— Группы обязана соблюдать природоохранное законодательство и не может гарантировать того, что она сможет выполнять эти требования"*.

Преимущественные права государства

Новый Закон «О недропользовании» содержит положение о приоритетном праве государства в связи с любой передачей права пользования недрами и / или передачей акций, долей, ценных бумаг, подтверждающих право собственности на акции или ценные бумаги, конвертируемые в акции юридического лица, прямо или косвенно контролирующего другое лицо с правами на недропользование. На практике это означает неотъемлемую роль государства при вступлении операторов в казахстанскую нефтегазовую отрасль и при выходе из нее. См. *"Нормативное регулирование в Казахстане— Нормативные требования в отношении прав недропользования в Казахстане — Нормативные требования в отношении прав недропользования"*.

КОММЕРЧЕСКАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

ОБЩИЙ ОБЗОР

Zhaikmunai L.P. является косвенной холдинговой компанией Жаикмуная, независимого нефтегазового предприятия, которое в настоящее время занимается разведкой, добычей и продажей сырой нефти и газового конденсата на северо-западе Казахстана. Месторождением и лицензионным участком Жаикмуная является Чинаревское месторождение, расположенное в северной части богатого нефтью Прикаспийского бассейна, одного из крупнейших нефтедобывающих регионов в Центральной Азии.

Чинаревское месторождение, площадь которого составляет приблизительно 274 кв.км., расположено в Западно-Казахстанской области, недалеко от границы между Казахстаном и Россией и недалеко от основных международных железнодорожных линий, а также поблизости от нескольких магистральных нефте- и газопроводов. Чинаревское месторождение является единственным принадлежащим Жаикмуною источником добычи и роста производства. По оценкам руководства, проведенным на основе данных, включенных в Отчет Ryder Scott 2009 года, по состоянию на 1 июля 2009 года расчетный объем суммарных доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составил 527 млн. бнэ, из которых 212 млн. барр. составляла сырая нефть и конденсат, 79 млн. барр. – СУГ, и 235 млн. бнэ - товарный газ. Также по оценкам руководства, проведенным на основе данных Отчета Ryder Scott за 2009 года, объем возможных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составляет приблизительно 556,3 млн. бнэ.

В сентябре 2004 года Thyler Holding Limited, компания, косвенно контролируемая Фрэнком Монстри, приобрела Zhaikmunai L.P., после чего в Жаикмунае была назначена новая команда руководителей для разработки и реализации новой стратегии, изначально ориентированной на увеличение добычи нефти путем увеличения объемов инвестиций в бурение и объекты обустройства месторождения, а также перевода запасов в более высокие категории запасов. Одним из аспектов стратегии Жаикмуная является увеличение объемов добычи, транспортировки и сбыта жидких продуктов (сырой нефти, конденсата и СУГ). Производство и сбыт сухого газа также имеют большое значение для Жаикмуная. Однако, в связи с тем, что вопросы маркетинга и, в особенности, транспортировки газа являются более регламентированными, Жаикмуная полагает, что добыча (производство) и продажа жидких продуктов будет представлять собой значительно большую часть будущих доходов и EBITDA по сравнению с добычей (производством) и продажей сухого газа.

В результате, в 2008 году Жаикмуная построил свой собственный нефтеконденсатный трубопровод, а также собственный железнодорожный терминал, чтобы полностью контролировать транспортировку и организацию сбыта сырой нефти и конденсата с месторождения на пункты экспортной продажи (трубопровод пролегает от Чинаревского месторождения до железнодорожного терминала в Ростошах около Уральска).

В дополнение к развитию своей собственной транспортной инфраструктуры вторым аспектом стратегии Жаикмуная в отношении жидких УВ является строительство собственной Установки подготовки газа, которая позволит Жаикмуною производить товарный жидкий конденсат (продукт более легкий, чем сырая нефть марки Brent, и продаваемый с надбавкой по сравнению с сырой нефтью марки Brent) из газоконденсатного потока. Установка подготовки газа, достигнув полной мощности, позволит Жаикмуною увеличить свою суточную добычу сырой нефти, стабилизированного конденсата и СУГ примерно с 7 261 бнэ (что представляло собой приблизительный среднесуточный объем добычи нефти в первой половине 2010 года) до максимума в 28 000 бнэ. Она также позволит Жаикмуною производить сухой газ в максимальном объеме 1,3 млрд. куб.м. в год. Суммарно, Жаикмуная планирует увеличить свои объемы суточной добычи (производства) сырой нефти, конденсата, СУГ и сухого газа с примерно 7 261 бнэ (что представляло собой приблизительный среднесуточный объем добычи нефти в первой половине 2010 года) до максимального уровня приблизительно 48 000 бнэ в первом квартале 2011 года.

С сентября 2004 по 30 июня 2010 года объем произведенных Группой вложений в бурение и объекты обустройства месторождения составил приблизительно 1,0 млрд. долл. США. Общие капитальные расходы (на денежной основе) за период в шесть месяцев, завершившийся 30 июня 2010 года, достигли 92,7 млн. долл. США, увеличившись на 186% с 24,9 млн. долл. США за период в шесть месяцев, завершившийся 30 июня 2009 года. Общие капитальные расходы (на денежной основе) за весь год, завершившийся 31 декабря 2009 года, достигли 210,6 млн. долл. США, снизившись на 3,8% с 218,0 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2008 года, что само по себе составило увеличение на 26% с 173,1 млн. долл. США по состоянию на 31 декабря 2007 года. Жаикмуная увеличил свои объемы добычи сырой нефти примерно с 826 800 барр. за год, завершившийся 31 декабря 2005 года, до приблизительно 2 690 000 барр. за год, завершившийся 31 декабря 2009 года, и, в соответствии с расчетами руководства, основанными на

данных отчета о запасах, подготовленного компанией Ryder Scott, увеличил свои расчетные суммарные доказанные и вероятные запасы углеводородов с 215 млн. бнэ в 2004 году до 527 млн. бнэ в 2009 году. Жаикмунай добыл 1 314 256 барр. сырой нефти в течение первой половины 2010 года по сравнению с 1 316 051 барр. в первой половине 2009 года, около 2 690 000 барр. сырой нефти в 2009 году, около 1 860 000 барр. сырой нефти в 2008 году и около 1 848 000 барр. сырой нефти в 2007 году.

Производственные объекты Жаикмуная располагаются на Чинаревском месторождении и по состоянию на 30 июня 2010 года состояли из установки по переработке нефти с мощностью 400 000 тонн сырой нефти в год, многочисленных линий по сбору и транспортировке нефти, включая нефтепровод с месторождения до железнодорожного нефтяного терминала в Ростошах недалеко от Уральска, 17-километровый газопровод с месторождения до трубопровода Оренбург-Новопсков, действующую на газе систему производства электроэнергии, складские помещения и вахтовый поселок для работников. По состоянию на 30 июня 2010 года у Жаикмуная было 36 разведочных, оценочных и эксплуатационных скважин, из которых 12 являются эксплуатационными, на трех скважинах идут работы по испытанию, две скважины отведены под закачку воды и три скважины находятся в бурении и КРС. Кроме того, шесть скважин приостановлены, четыре - временно законсервированы в ожидании завершения работ по вводу в эксплуатацию Установки подготовки газа или КРС, а еще шесть разведочных скважин - заглушены и ликвидированы.

В мае 1997 года Жаикмунаю были предоставлены лицензии на разведку и добычу в отношении Чинаревского месторождения, в которые первоначально входило все Чинаревское месторождение. В декабре 2008 года Жаикмунай получил продление своей лицензии на добычу. Новая лицензия на добычу действительна до 2033 года для всех горизонтов (кроме северо-восточной турнейской залежи, на которую лицензия на добычу действительна до 2031 года) и нефте- или газоконденсатных залежей и охватывает 185 квадратных километров лицензионного участка. Лицензия на добычу включает практически все доказанные, вероятные и возможные запасы, о которых сообщила компания Ryder Scott, по состоянию на 1 июля 2009 года. Кроме того, его лицензия на разведку была продлена еще на три года, до 26 мая 2011 года.

В октябре 1997 года Жаикмунай заключил с Правительством СРП, в которое впоследствии восемь раз вносились изменения, см. *"Коммерческая деятельность—Лицензии и контракты на недропользование—Лицензия и СРП"*. СРП устанавливает параметры для разведки и разработки Чинаревского месторождения, а также платежи, раздел прибыли, полученной от реализации добытой нефти, и налоговые обязательства, выплачиваемые Правительству. На сегодняшний день Жаикмунай выполнил все свои обязательства по капитальным вложениям в рамках СРП.

Жаикмунай начал свою первую пробную добычу нефти в октябре 2000 года, а с 1 января 2007 года начал коммерческую добычу. Продажи газа, предположительно, начнутся в ноябре 2010 года. См. *"Коммерческая деятельность—Операции—Капитальные инвестиции—Установка подготовки газа"*. В настоящее время Жаикмунай продает 85% своей сырой нефти на экспортном рынке и 15% своей сырой нефти - на внутреннем рынке. Сырая нефть Жаикмуная, как правило, продавалась одному или нескольким нефтяным трейдерам на условиях FCA (франко-перевозчик) Уральск. Однако недавно Жаикмунай начал продавать свою сырую нефть на условиях DAF (поставка до границы) и на условиях FOB (франко-борт) с тем, чтобы сократить свои общие транспортные расходы. В каждом случае Жаикмунай напрямую транспортирует всю свою сырую нефть через свой нефтепровод, строительство которого было недавно завершено, на железнодорожный погрузочный терминал в Ростошах вблизи Уральска, расположенный примерно в 120 км от Чинаревского месторождения. Далее сырая нефть перевозится по железной дороге на нефтеперерабатывающие заводы, расположенные в Финляндии и Украине.

На сегодняшний день все доходы Жаикмуная возникали за счет продажи сырой нефти. За период в шесть месяцев, завершившийся 30 июня 2010 года, Жаикмунай получил доход в размере 74,7 млн. долл. США и EBITDA в размере 43,4 млн. долл. США, по сравнению с доходом в размере 44,7 млн. долл. США и EBITDA в размере 17,3 млн. долл. США за период в шесть месяцев, завершившийся 30 июня 2009 года, доходом в размере 116,0 млн. и EBITDA в размере 58,9 млн. долл. США в 2009 году, доходом в размере 135,9 млн. долл. и EBITDA в размере 57,1 млн. долл. США в 2008 году и доходом в размере 108,5 млн. долл. США и EBITDA в размере 58,7 млн. долл. США в 2007 году.

Кроме того, Группа построила Установку подготовки газа с двумя блоками по переработке для полной утилизации попутного газа, добываемого Группой (что имеет особое значение для продолжения ею добычи сырой нефти), и переработки газового конденсата для производства на продажу сухого газа после завершения и ввода в эксплуатацию Установки подготовки газа. Установка подготовки газа была построена ОАО "НГСК "КазСтройСервис" ("КСС"). Механическое завершение первого этапа Установки подготовки газа состоялось 29 сентября 2010 года, когда рабочая комиссия из представителей Жаикмуная, КСС, генерального проектировщика НИПИнефтегаз и семи государственных органов Республики Казахстан ("Рабочая комиссия") выдала свое официальное решение о том, что строительство Установки подготовки

газа было завершено в целом в соответствии со стандартами Республики Казахстан. Холодный пуск, как ожидается, произойдет в октябре 2010 года. Холодный запуск или "заполнение газом" - это тот момент, когда установка заполняется природным газом из газопровода, куда, после ввода в эксплуатацию, Установка подготовки газа будет поставлять переработанный газ. После холодного пуска пусконаладочные работы продолжатся, пока будет идти пробная эксплуатация. Первые продажи газа ожидаются в ноябре 2010 года. В конце периода пробной эксплуатации Установка подготовки газа, как ожидается, достигнет своей проектной рабочей мощности, что приведет к полному вводу объекта в эксплуатацию. После этого будет проведено совещание с Государственной приемочной комиссией (компетентным органом, уполномоченным подтвердить, что постоянная эксплуатация может быть начата), которое, как ожидается, произойдет не позднее 31 декабря 2010 года. По состоянию на 30 июня 2010 года непогашенная задолженность перед КСС за строительство Установки подготовки газа составляла 27,6 млн. долл. США, куда входят 6,9 млн. долл. США, которые должны быть выплачены КСС по завершении строительства, и 20,7 млн. долл. США (сумма, которая после завершения возрастает до 22,7 млн. долл. США), выплачиваемые КСС после того, как Государственная Приемочная Комиссия выдаст Акт о Государственной Приемке. Другие текущие проекты включают строительство системы поддержания пластового давления (которое, как предполагается, начнется в конце 2010). Жаикмунай планирует финансировать все свои капитальные расходы в отношении монетизации своих существующих доказанных запасов за счет собственных денежных средств. Если на первом этапе Установка подготовки газа успешно войдет в эксплуатацию, а в дальнейшем будут достигнуты успешные результаты по переводу вероятных запасов в доказанные, Жаикмунай может рассмотреть строительство третьего блока подготовки газа, что представляет собой второй этап проекта. Однако в настоящее время внимание Жаикмунай сосредоточено только на завершении первого этапа Установки подготовки газа.

2 апреля 2008 года Zhaikmunai L.P. продало доли участия в капитале ограниченного товарищества, представляющие 10 000 000 Долей участия в капитале Zhaikmunai L.P. в форме ГДР в рамках глобального предложения. Примерно в тот же день, 30 000 000 Долей участия в капитале Zhaikmunai L.P. были конвертированы в ГДР в рамках внутренней реорганизации, и, вместе с 10 000 000 ГДР, реализуемых в рамках в глобального предложения, 40 000 000 ГДР были допущены к листингу и торгам 3 апреля 2008 года. 15 сентября 2009 года Zhaikmunai L.P. выпустило 75 000 000 новых Долей участия в форме Долей участия и ГДР в связи с Размещением и Подпиской Claremont.

СИЛЬНЫЕ СТОРОНЫ

Мы полагаем, что основными сильными сторонами Группы являются:

- *Прочная база запасов*

По оценкам руководства, основанным на Отчете Ryder Scott 2009 года, по состоянию на 1 июля 2009 года прогнозируемый объем суммарных доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составлял 527 млн. бнэ. Указанные оценочные запасы включают доказанные запасы сырой нефти и газового конденсата в объеме 58,5 млн. барр. и 153,5 барр. вероятных запасов сырой нефти и газового конденсата, наряду с 59,5 млн. бнэ доказанных запасов газа и 176 млн. бнэ вероятных запасов газа, а также 21 млн. барр. доказанных запасов СУГ и 58,1 млн. барр. вероятных запасов СУГ.

- *Возможность увеличения потенциала существующих возможных запасов*

По оценкам руководства, основанным на Отчете Ryder Scott 2009 года, на Чинаревском месторождении возможные запасы углеводородов составляют примерно 559 млн. бнэ. В соответствии с прогнозами руководства на основе данных, включенных в отчеты по запасам, подготовленные Ryder Scott, с 1 января 2004 года Жаикмунай увеличил свои доказанные запасы углеводородов с 28 млн. бнэ до 139 млн. бнэ по состоянию на 1 июля 2009 года. Исходя из прошлых результатов деятельности и до сего дня и экспертного заключения по бурению, проводимому Жаикмунай, руководство полагает, что у Жаикмунай имеет вполне хорошее положение для продолжения перевода возможных запасов в вероятные, а вероятных запасов - в доказанные. Кроме того, в соответствии с условиями СРП Жаикмунаю разрешено проводить дальнейшую разведку Чинаревского месторождения до мая 2011 года, что может привести к открытию новых возможных запасов.

- *Хороший опыт работы на Чинаревском месторождении*

У Жаикмуная имеется большой опыт успешной разведки и добычи на Лицензионном участке. Проведенный персоналом Жаикмуная конструктивный анализ данных 3-D сейсморазведки, охватывающей все Чинаревское месторождение, позволил Жаикмуною эффективно расположить свои скважины. Каждая эксплуатационная скважина, пробуренная с момента заключения Жаикмунаем СРП, произвела коммерчески обоснованные объемы углеводородов, и среди пробуренных на сегодняшний день скважин нет сухих. С 2004 года руководство применяет буровые установки западного стандарта и ввело конкуренцию среди буровых подрядчиков для дальнейшего улучшения эффективности бурения. Кроме того, добыча сырой нефти увеличилась в среднем с 2 210 барр. в сутки в 2004 году до, в среднем, 7 261 барр. в сутки в первой половине 2010 года. За весь год, завершившийся 31 декабря 2009 года, среднесуточная добыча нефти достигла 7 442 барр. в сутки по сравнению с 5 095 барр. в сутки за весь год, завершившийся 31 декабря 2008 года. За шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, среднесуточная добыча нефти составила 7 261 барр. в сутки, практически без изменения по сравнению с 7 271 баррелями в сутки за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2009 года.

- *Сырая нефть высокого качества*

Сырая нефть, добываемая Жаикмунаем, является высококачественной "сладкой" нефтью со средней плотностью по API от 40°-41.5° и низким содержанием серы около 0,4%. Высокое качество добываемой им сырой нефти позволяет Жаикмуною продавать свою сырую нефть с меньшими скидками по отношению к сырой нефти марки Brent, по сравнению с другими нефтепроизводителями в регионе.

- *Выгодное местоположение*

Производственные мощности Жаикмуная расположены в Западном Казахстане, примерно в 60 километрах от границы с Россией, что сокращает общее транспортное расстояние от мест проведения работ Группы до конечных покупателей ее нефти на европейских рынках. Кроме того, места проведения работ Жаикмуная располагаются недалеко от различных транспортных маршрутов, в 17 км от газопровода Оренбург-Новопсков (строительство которого было завершено и который в настоящее время ожидает ввода в эксплуатацию) и менее чем в 100 километрах от железнодорожного сообщения и нефтепровода Атырау-Самара. Завершение строительства нефтепровода от производственных объектов Жаикмуная до его железнодорожного терминала в Ростошах вблизи Уральска дает Жаикмуною прямой доступ к железнодорожному терминалу и возможность прямого подключения к экспортному трубопроводу на Самару, который пересекает трубопровод Жаикмуная. Местоположение Жаикмуная обеспечивает сокращенные транспортные расстояния и гибкий доступ к транспортным линиям, и каждый из таких факторов выгоден Жаикмуною по причине сокращения транспортных расходов.

- *Выгодные условия по СРП*

В настоящее время Жаикмунай получает выгоду от относительно низкого уровня налогового бремени и выплат роялти по СРП, поскольку условия СРП в силу наличия так называемой "дедушкиной оговорки" остаются неизменными с момента его подписания в 1997 году. Как таковые, условия СРП позволяют Жаикмуною с достаточной степенью уверенности предсказывать долю Правительства в доходах от добычи (хотя такая "дедушкина оговорка" может быть пересмотрена Правительством - см. раздел "*Факторы риска – Факторы риска, относящиеся к Казахстану - Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства*"). Подходный налог с роялти при добыче находится в пределах 3% - 7% на сырую нефть и в пределах 4% - 9% на газ, в зависимости от уровня добычи. Доля Правительства в добыче изменяется от 10% до 40%, в зависимости от уровня производства. Однако такая доля относится к той части добычи, которая называется "прибыльная нефть" и представляет собой объем нефти, добыча которой обеспечивает получение дохода в размере, превышающем допустимые расходы (ограничена 90% от добычи углеводородов или эквивалентной суммой в денежном выражении), тем самым позволяя возмещать капитальные расходы, понесенные Группой в связи с ее нефтяными операциями.

- *Сильная управленческая команда*

Группа выигрывает, имея руководство со значительным опытом работы в нефтегазовом секторе вообще и в Казахстане в частности. Наш Главный исполнительный директор имеет более чем 25-

летний опыт работы в нефтегазовой промышленности, в том числе около 11 лет работы на развивающихся рынках для группы "Gaz de France". Кроме того, Жаикмунай ввел в ключевые департаменты, в том числе в департаменты геологии, бурения, производства и проектирования, опытных руководителей высокого ранга, имеющих в среднем 20-летний стаж работы в нефтегазовой промышленности.

СТРАТЕГИЯ

Группа намерена продолжать эксплуатировать Жаикмунай как компанию, занимающуюся разведкой и добычей нефти и газа, в центре внимания которой находится освоение Чинаревского месторождения. Целью Группы является осуществление в максимальной степени перевода ее существующих вероятных запасов в доказанные, а возможных запасов - в вероятные, а также увеличение потенциала добычи в долгосрочной перспективе. Для достижения этих целей Группа реализует следующие стратегии:

- *Расширение существующей базы запасов*

Предполагается, что увеличение масштабов бурения и усовершенствование методов добычи нефти дадут возможность Группе перевести вероятные и возможные запасы в доказанные и вероятные. Используя существующее трехмерное сейсмическое картирование Чинаревского месторождения и свое понимание геологических особенностей Лицензионного участка, Жаикмунай планирует продолжить эффективное размещение скважин с тем, чтобы повысить возможность перевода возможных запасов в вероятные, а вероятных запасов - в доказанные. Кроме того, значительный разведочный потенциал имеют расположенные на Чинаревском месторождении пласты-коллекторы, которые Группа планирует изучить, чтобы увеличить свою базу запасов. В мае 2008 года Жаикмунай объявил о коммерческих перспективах шести открытий на Чинаревском месторождении.

- *Дальнейшее увеличение добычи жидких углеводородов*

Группа намерена увеличить ежегодную добычу сырой нефти и конденсата Жаикмуная, которая, согласно Ryder Scott, предположительно, достигнет максимума в 2015 году и в среднем составит около 62 000 барр. в сутки по сравнению со средним уровнем 7 261 барр. в сутки, добытых в первой половине 2010 года. Этот рост, как ожидается, будет достигнут за счет увеличения числа скважин, пробуренных в год, и совершенствования методов добычи нефти, а также за счет расширения площади добычи углеводородов на Чинаревском месторождении после завершения геологоразведочных работ. Например, Жаикмунай пробурил две эксплуатационные скважины, две оценочные скважины и три скважины с боковыми стволами в 2009 году и планирует бурить в среднем 13 скважин в год в период между 2011 и 2014 гг. По состоянию на 30 июня 2010 года число добывающих скважин составило 14.

- *Монетизация газовых запасов*

Значительная часть запасов Группы состоит из запасов газа. Для того чтобы эти запасы перевести в денежную форму, Группа построила первый этап Установки подготовки газа и реализовала связанные с ней проекты; первый этап строительства Установки подготовки газа будет стоить примерно 227,0 млн. долл. США. Предполагается, что указанная установка будет перерабатывать как попутный газ, так и жирный газ из газоконденсатных пластов. Переработка попутного газа, как ожидается, позволит Группе прекратить добычу газа в процессе сжигания сырой нефти, а возможность перерабатывать жирный газ, как ожидается, позволит Группе начать разработку газоконденсатных месторождений на Лицензионном участке. Установка подготовки газа также будет включать работающие на газе электростанции мощностью 15 мегаватт, что, как ожидается, обеспечит месторождение всем объемом необходимой электроэнергии. Механическое завершение первого этапа Установки подготовки газа произошло 29 сентября 2010 года, когда Рабочая комиссия опубликовала свое официальное решение о том, что строительство Установки подготовки газа Жаикмуная в целом завершено в соответствии с казахстанскими стандартами. Холодный пуск предполагается в октябре 2010 года. После Холодного пуска пусконаладочные работы будут продолжаться, пока будет идти пробная эксплуатация. Первые продажи газа, как ожидается, произойдут в ноябре 2010 года. В конце пробной эксплуатации, как предполагается, Установка подготовки газа достигнет своей проектной рабочей мощности, что приведет к полному вводу объекта в эксплуатацию. Затем будет проведено совещание с Государственной приемочной

комиссией, которое, как ожидается, произойдет не позднее 31 декабря 2010 года. По оценкам руководства, основанных на уровне добычи как из доказанных запасов, так и из вероятных, о которых говорится в Отчете Ryder Scott 2009 года, ежегодная добыча жирного газа и СУГ, как ожидается, достигнет максимума в 2017 году и дойдет до 4,0 млрд. куб.м. и 0,9 млрд. куб.м., соответственно.

- *Увеличение числа заказчиков и ряда выпускаемой продукции*

Группа значительно усовершенствовала свою транспортную инфраструктуру для транспортировки сырой нефти, сократив тем самым транспортные риски и затраты. В 2008 году Группа успешно завершила строительство собственного нефтепровода, который соединяет Чинаревское месторождение с железнодорожным погрузочным терминалом в Ростохах вблизи Уральска. Руководство полагает, что трубопровод предлагает более безопасный способ доставки, что повысит эффективность, снизит риски, связанные с разливом нефти, и приведет к снижению расходов за счет масштабной экономии. Затраты на строительство нефтепровода и железнодорожного терминала составили около 97 млн. долл. США. На сегодняшний день, по расчетам руководства, экономия транспортных расходов, связанных с трубопроводом, составляет около 25 долл. США за тонну. Кроме того, успешно завершено строительство 17-километрового газопровода Жаикмунай, соединяющий его с газопроводом Оренбург-Новопсков, и в настоящее время ожидается его ввод в эксплуатацию, который произойдет одновременно с вводом в эксплуатацию Установки подготовки газа. В результате улучшения инфраструктуры Компания сможет производить во второй половине 2010 года три новых продукта и будет продолжать изучать наиболее экономически эффективные транспортные маршруты для каждого из этих продуктов.

ИСТОРИЯ

Zhaikmunai L.P. было создано в августе 2007 года как ограниченное партнерство, находящееся на острове Мэн. Жаикмунай было зарегистрировано 20 марта 1997 года как казахстанское товарищество с ограниченной ответственностью и получило лицензию от АО «Конденсат», которому Лицензия была предоставлена в январе 1996 года. Жаикмунай заключил СРП в октябре 1997 года.

В сентябре 2004 года компания Thyler приобрела 100% акций компании Scoulton, которая, в свою очередь, косвенно владела 100% долей участия в уставном капитале Жаикмунай. В связи с включением ГДР в официальный котировальный список Управления Великобритании по финансовым услугам в 2008 году, Scoulton провела внутригрупповую реорганизацию в марте 2008 года, в результате которой Zhaikmunai L.P. стало косвенным владельцем акционером Жаикмунай. Кроме того, ZGL стала Генеральным партнером Zhaikmunai L.P. Описание ZGL в качестве Генерального партнера изложено в разделе "*Управление и принципы корпоративного управления*". Более подробную информацию о внутригрупповой реорганизации см. в разделе "*Связанные стороны и сделки со связанными сторонами—Соглашение о партнерстве*".

КОРПОРАТИВНАЯ СТРУКТУРА

Zhaikmunai L.P. является ограниченным партнерством, долями участия в капитале которого являются Доли участия, представляющие собой долевое право в отношении всех долей участия партнеров в капитале Zhaikmunai L.P. и доли участия генерального партнера, принадлежащей ZGL. Держателями Долей участия являются ограниченные партнеры Zhaikmunai L.P., а именно: (i) Claremont, владеющая 40,54% от общего количества Долей участия и ГДР в виде 55 миллионов ГДР и 20 миллионов Долей участия, (ii) Bank of New York Mellon, владеющий, в качестве депозитария, 89.19% от общего количества Долей участия в виде 165 миллионов Долей участия, но не имеющий бенефициарных прав на такие Доли участия (которые включают ГДР, находящиеся в свободном обращении, и ГДР, находящиеся в собственности Claremont) и (iii) прочие держатели ГДР (или собственники ГДР в свободном обращении), владеющие 66,67% находящихся в обращении ГДР в виде 110 миллионов ГДР. См. "*Основные владельцы долей участия в капитале партнерства с ограниченной ответственностью и Доли участия—Собственники Zhaikmunai L.P.*" Управление Zhaikmunai L.P. осуществляет генеральный партнер, ZGL, 100% акций которого принадлежат компании Thyler, косвенно контролируемой Фрэнком Монстрей, Председателем совета директоров ZGL.

ОПЕРАЦИИ

Жаикмунай осуществляет свою деятельность на Чинаревском месторождении. Группа не имеет в настоящее время и не имеет намерения приобретать в будущем какие-либо другие права на извлечение нефти или

углеводородов где-либо еще в Казахстане или за рубежом. См. *“Факторы риска—Факторы риска, относящиеся к коммерческой деятельности Группы— У Группы есть только права на разведку и добычу нефти и газа в пределах Чинаревского месторождения”*.

На следующей карте показано местоположение Чинаревского месторождения:



Чинаревское месторождение

История деятельности

Добыча нефти и газа на Чинаревском месторождении началась в советское время с девяти буровых скважин. Углеводороды были обнаружены в пластах бийско-афонинского горизонта в 1991 году. В 1992 году была открыта турнейская залежь. В 1997 году Жаикмунай была выдана Лицензия, он заключил СРП и начал разведочные работы на Чинаревском месторождении. Из скважин, пробуренных в советское время, три были восстановлены в период между 2000 и 2002 гг. В 2003 году Жаикмунай открыл залежь в живетском ярусе, а в 2004 году была успешно испытана нижнепермская залежь. В июле 2006 года была завершена Установка подготовки нефти. В 2007 году было открыто месторождение нефти в башкирском пласте. В мае 2008 года было объявлено о коммерческих перспективах нефтегазоконденсатных залежей в пластах муллинских, ардатовских, фаменских и бийско-афонинских ярусов. Также были сделаны новые открытия на южном и западном участке турнейского горизонта.

В 2004 году в Жаикмунае было назначено новое руководство, которое ввело стратегию по увеличению буровых работ и улучшению инфраструктуры, а также сосредоточило внимание на повышении уровня запасов. В том же году Жаикмунай привлек компанию Ryder Scott для проведения независимой оценки запасов на Лицензионном участке в соответствии со стандартами PRMS. По оценке руководства на основе данных, включенных в Отчет Ryder Scott о запасах 2004 года, объемы доказанных запасов Жаикмуная составили около 28 млн. бнэ. Первые разведочные работы Жаикмуная, проводимые с 2004 по 2006 гг., касались турнейского горизонта. В 2006 и 2008 гг. Жаикмунай еще раз приглашал Ryder Scott для проведения независимой оценки с целью составления отчета о запасах. В результате увеличившихся объемов бурения и уточнения геологических данных, по оценке руководства на 1 июля 2009 года, основанной на данных Отчетов Ryder Scott, объемы доказанных запасов Жаикмуная увеличились на 400% до 139 млн. бнэ, а вероятные запасы - на 129% до 388 млн. бнэ (в сравнении с 2004 годом). Добыча нефти увеличилась в среднем с 2 210 барр. в сутки в 2004 году до 7 261 барр. в сутки в среднем в первой половине 2010 года, практически без изменения по сравнению с 7 271 барр. в сутки в первом полугодии 2009 года. По данным Отчета Ryder Scott 2009 года, на 1 июля 2009 года прогнозируемый валовый объем доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составлял 527 млн. бнэ.

После успешной пробной добычи из турнейского горизонта на этапе разведки по Лицензии с 1 января 2007 года Жаикмунай начал осуществлять коммерческую добычу сырой нефти из этой залежи. Жаикмунай получил Разрешение на добычу в отношении месторождений муллинского, ардатовского, фаменского и

бийско-афонинского ярусов и начнет соответствующую добычу после ввода в эксплуатацию Установки подготовки газа. Жаикмунай рассчитывает продолжить разведочные работы на северном бийско-афонинском, нижнепермском и северном турнейском горизонтах и на месторождениях живетского яруса до истечения срока разведки по СРП в мае 2011 года.

Запасы нефти и газа

В следующей таблице представлены суммарные данные по доказанным, вероятным и возможным запасам углеводородов Жаикмунай на Чинаревском месторождении на основании Отчетов Ryder Scott:

Суммарные запасы	На 1 июля 2009 г.	На 1 июля 2008 г.	На 1 июля 2007 г.
<i>Доказанные</i>			
Сырая нефть и конденсат (млн.барр.).....	58,5	54,4	56,3
<i>Разрабатываемые</i>	30,2	17,0	16,1
<i>Неразрабатываемые</i>	28,3	37,4	40,3
Продукция переработки (млн.барр.).....	21,1	20,2	20,5
<i>Разрабатываемые</i>	10,0	5,6	3,3
<i>Неразрабатываемые</i>	11,1	14,6	17,2
Газ (млн.бнэ) ⁽¹⁾	59,5	58,8	59,9
<i>Разрабатываемые</i>	28,2	16,8	8,6
<i>Неразрабатываемые</i>	31,3	42,0	51,3
Всего (млн.бнэ)⁽¹⁾.....	139,1	133,4	136,7
<i>Вероятные</i>			
Сырая нефть и конденсат (млн.барр.).....	153,5	162,7	104,8
Продукция переработки (млн.барр.).....	58,1	59,0	36,9
Газ (млн.бнэ) ⁽¹⁾	176,0	179,5	118,8
Всего (млн.бнэ)⁽¹⁾.....	387,6	401,2	260,5
<i>Возможные</i>			
Сырая нефть и конденсат (млн.барр.).....	275,9	275,9	149,5
Продукция переработки (млн.барр.).....	74,5	74,5	53,2
Газ (млн.бнэ) ⁽¹⁾	205,9	206,0	156,0
Всего (млн.бнэ)⁽¹⁾.....	556,3	556,4	358,7

(1) Руководство перевело данные по запасам сухого газа из кубических футов в бнэ сухого газа и исключило газ, сожженный в 2008 и 2009 годах. См. "Представление финансовой информации, информации о запасах и иной информации—Представление информации в настоящем Меморандуме о предложении".

Нижеследующая таблица показывает валовые запасы Жаикмунай отдельно по каждой залежи и в процентах от общих запасов согласно оценке руководства, основанной на данных Отчета Ryder Scott за 2009 год.

Суммарные запасы (в млн.бнэ)	Доказ.	(% от 1P)	Вероятные	(% от вероят.)	Возмож.	(% от возмож.)	Всего
Северная турнейская.....	48,2	34,7	54,2	14,0	224,3	40,3	326,7
Южная турнейская.....	13,1	9,4	31,8	8,2	49,2	8,8	94,1
Бийско-афонинская.....	54,7	39,3	241,2	62,2	252,9	45,5	548,8
Живетская ардаговская.....	9,9	7,1	18,4	4,7	—	—	28,3
Живетская муллинская.....	12,8	9,2	42,0	10,8	28,8	5,2	54,8
Фаменская.....	—	—	—	—	1,1	0,2	1,1
Всего.....	139,1	100	387,6	100	556,3	100	1053,8

При расчете объемов возможных запасов по каждой отдельной залежи давалась наиболее вероятная оценка. В соответствии с классификацией запасов SPE, Ryder Scott относили объемы нефти, которые могут быть извлечены из залежи посредством обводнения в турнейской залежи, к категории вероятных и возможных запасов. См. раздел "Факторы риска—Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли—Запасы Группы по сырой нефти и газу, их качество и объемы добычи могут оказаться ниже расчетных или предполагаемых". Дополнительный потенциал в результате повышения нефтеотдачи пластов, в этой связи, не учитывался для оценки объема доказанных запасов. Исследования, проведенные научно-исследовательским институтом KасpiMunaiGaz в 2006 году и PM Lucas в 2007 и 2008 годах, подтвердили возможность значительного улучшения извлечения нефти путем обводнения в северо-восточной части турнейской залежи. Группа приступила к испытаниям по закачке воды в конце 2008 года, а в 2009 году внедрила эту технологию на практике для улучшения извлекаемости нефти.

Руководство полагает, что у Группы есть потенциал для превышения оценок запасов, включенных в Отчете Ryder Scott 2009 года. В 2008 году было сделано новое открытие нефти на башкирском горизонте и в воробьевской залежи, которые не были учтены в подсчитанных Ryder Scott запасах. Кроме того, руководство полагает, что коэффициенты нефтеотдачи, использованные для расчетов углеводородных запасов Группы, были консервативными и что коэффициенты извлечения, составляющие, по заявлению Ryder Scott, 32.2% для нефти из турнейской залежи и 16% для нефти из муллинской залежи, могут быть превышены за счет более высоких коэффициентов извлечения благодаря использованию методов закачки воды, которые могут поддержать давление в пластах.

Геологическая информация

Чинаревское месторождение представляет собой многопластовую структуру. В ней имеются проверенные бурением запасы углеводородов, поступающие с высокой интенсивностью отдачи из (i) нижнепермских горизонтов на глубинах от 2700 м до 2900 м, представленные известняками и доломитовыми известняками; (ii) известняков нижнекаменноугольного турнейского горизонта на глубине около 4200 м с общей мощностью пласта около 200 м; (iii) среднедевонских живетских горизонтов на глубине около 5000 м, представленных песчаниками с карбонатным цементом; и (iv) среднедевонских бийско-афонинских отложений на глубине около 5000 м с общей мощностью пласта 200 м., представленных известняками и доломитовыми известняками. Нефть была обнаружена в нижнепермских, турнейских и живетских муллинских пластах, в то время как газовый конденсат был обнаружен в турнейских, бийско-афонинских, живетских, ардамовских, фаменских и воробьевских пластах.

Оценка и геологоразведка

В дополнение к оценкам запасов, выполненным Ryder Scott, по мнению руководства, существует дополнительный фонд перспективных запасов на Лицензионном участке в связи с успешным бурением Жаикмунай на Чинаревском месторождении. Это мнение базируется на новом открытии нефти в башкирском горизонте и открытии газоконденсатных залежей в среднедевонском фаменском горизонте и в среднедевонском воробьевском горизонте, которые не были включены в Отчет Ryder Scott 2009 года. На сегодняшний день все эксплуатационные скважины, пробуренные Жаикмунаем, дали в результате коммерчески рентабельные, проверенные бурением, объемы углеводородов, без наличия каких-либо сухих скважин. Группа продолжает, согласно условиям Лицензии и СРП, осуществлять разведку на участках Чинаревского месторождения. Используя информацию, полученную по результатам 3-D сейсморазведки и анализа геологических данных, руководство (и консультанты) подвергают анализу все имеющиеся данные и разрабатывают индивидуальные программы бурения.

Группа закартировала несколько новых участков на Лицензионном участке, в том числе бийско-афонинские (газовый конденсат), турнейские (нефть и газовый конденсат), нижнепермские (нефть) и южно-турнейские (газовый конденсат) горизонты. В дополнение к уже известным по состоянию на 1 июля 2009 года запасам, Ryder Scott провели оценку оставшихся обнаруженных ресурсов, которые еще не были пробурены на Чинаревском месторождении. По расчетам, приведенным в Отчете Ryder Scott 2008 года, суммарный потенциал этих ресурсов, путем суммирования наиболее вероятных оценок, составляет около 122 млн. бнэ.

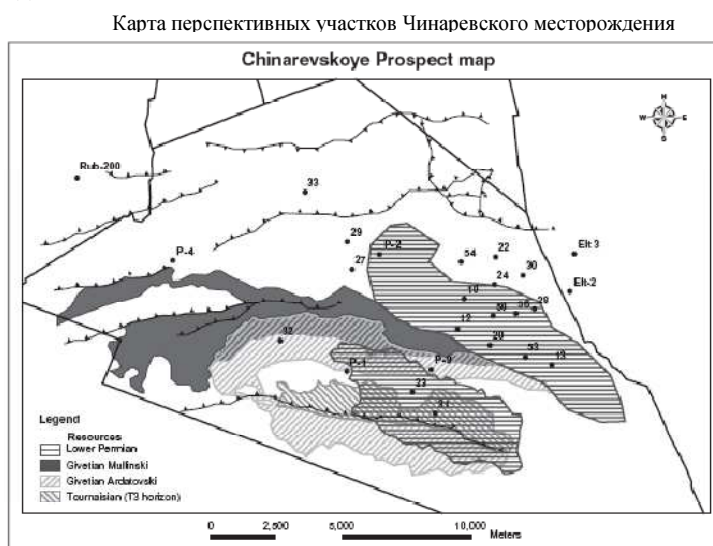
Жаикмунай пробурил четыре разведочных скважины в 2007 году, три разведочных скважины в 2008 году и две оценочных скважины в 2009 году, что привело к увеличению объемов доказанных и вероятных запасов, а также объемов доказанных плюс вероятных плюс возможных запасов. По состоянию на 30 июня 2010 года Жаикмунай занимался бурением одной эксплуатационной скважины и двух скважин с боковыми стволами, которые, как ожидается, позволят Жаикмунаю оценить потенциал своих неразработанных запасов. Все эти скважины были расположены таким образом, чтобы имелась возможность осуществить дополнительное бурение до одного или двух остающихся перспективных участков ресурсов.

Значительная часть запасов Группы отнесены в категории возможных запасов, и была подготовлена программа работ с целью дальнейшей оценки этих залежей. По мнению руководства, часть этих возможных запасов, оцененных Ryder Scott в объеме 556 млн. бнэ по состоянию на 1 июля 2009 года, может быть переведена в более высокие категории запасов по результатам запланированных оценочных работ, которые будут проводиться одновременно с разработкой существующих доказанных и вероятных запасов.

Для дальнейшего повышения объемов своих вероятных запасов Жаикмунай начал проводить испытания по закачиванию воды в турнейскую залежь, чтобы определить влияние этого процесса на уровень добычи. Нагнетание воды необходимо исключительно для извлечения вероятных запасов нефти, представленных в Отчете Ryder Scott 2009 года. Ryder Scott проанализировали модели пласта-коллектора, подготовленные независимой третьей стороной, чтобы понять влияние процесса закачивания воды на конечную добычу нефти из залежи. Жаикмунай приблизительно в течение года проводил испытательное нагнетание воды в

одной из скважин (Скважина 53). Пластовое давление в зоне вокруг этой скважины снизилось до примерно 200 бар и с тех пор увеличилось примерно до 400 бар. Увеличение давления в скважине было достигнуто закачкой 400 куб.м. воды в сутки через одну водонагнетательную скважину. Предполагается, что отдача повысится после того как все водонагнетательные скважины войдут в эксплуатацию, а водоочистные сооружения будут готовы в конце 2010 года. На первом этапе закачки воды, по мнению Жаикмунай, потребуется четыре скважины для закачки воды непосредственно в залежь, причем три из этих водонагнетательных скважин, как ожидается, станут действующими в конце 2010 года. После ввода в эксплуатацию первых четырех водонагнетательных скважин и сооружений по нагнетанию воды, Жаикмунай приступит к закачиванию около 1500 куб.м. в сутки. Второй этап проекта по закачиванию воды предусматривает добавление еще четырех скважин для дополнительной закачки 2000 куб. м. воды в сутки. На данный момент Жаикмунай пробурил шесть водозаборных скважины, которые, вместе взятые, способны производить около 1500 куб.м. воды в сутки; для второго этапа закачивания воды Жаикмунай необходимо получить дополнительные Разрешения на водопользование, за которыми Жаикмунай обратится своевременно. См. раздел *"Факторы риска—Факторы риска, относящиеся к коммерческой деятельности Группы—Группе необходимы поставки значительных объемов воды с тем, чтобы вести свою коммерческую деятельность, и неполучение воды в нужных объемах может неблагоприятно повлиять на коммерческую деятельность Группы"* и *"Факторы риска—Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли— Запасы Группы по сырой нефти и газу, их качество и объемы добычи могут оказаться ниже расчетных или предполагаемых"*.

На следующей карте показаны местонахождение перспективных участков на Лицензионном участке Чинаревского месторождения.



Добыча и производственные мощности

Добыча нефти

По состоянию на 30 июня 2010 года 14 скважин добывали нефть из турнейской залежи. В период с момента приобретения компанией Thyler компании Scoulton, когда в сентябре 2004 года в Жаикмунае было назначено новое руководство, по 30 июня 2010 года суммарная добыча на этом участке составила 9 680 947 баррелей сырой нефти. В течение шести месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, суммарный объем добычи составил 1 314 256 баррелей, в среднем 7261 баррелей в сутки, практически без изменения по сравнению с шестью месяцами, завершившимися 30 июня 2009 года, когда суммарный объем добычи составил 1 316 051 баррелей нефти, в среднем 7 271 баррелей в сутки. В 2009 году суммарный объем добычи составил 2 697 980 баррелей, в среднем 7 442 баррелей в сутки, по сравнению суммарным объемом добычи в 1 859 732 баррелей, со среднесуточным дебитом 5095 баррелей, в 2008 году и суммарным объемом добычи в 1 848 022 баррелей, в среднем 5063 баррелей в сутки, в 2007 году.

Ниже приведены некоторые данные по добыче нефти в указанные периоды на Чинаревском месторождении вместе с целевыми показателями, установленными руководством по бурению скважин и добыче нефти, которые должны быть достигнуты к 2011 году:

Год, завершившийся	2004г.*	2005г.*	2006г.*	2007г.*	2008г.*	2009г.*	2010г.†	2011г.†
Эксплуатационные скважины	0	0	1	8	18	14 ⁽¹⁾	26	38

Добыча нефти и конденсата в среднем (барр./сут.).....	2 429	2 265	2 918	4 823	5 095	7 442	10 490 ⁽²⁾	21 160 ⁽²⁾
Суммарная добыча (млн. бнэ) (нефть/конденсат, газ, СУГ)	887	827	1 065	1 848	3 034 ⁽³⁾	4 831 ⁽³⁾	4 920 ⁽²⁾	15 582 ⁽²⁾

* В эти годы весь попутный газ сжигался.

† По расчетам.

(1) Сокращение в 2009 году было связано с тем, что скважины были переведены на газовый конденсат и заглушены в ожидании завершения Установки подготовки газа.

(2) Эти цифры ниже расчетных показателей, указанных в Отчете Ryder Scott 2009 года, в связи с задержкой в строительстве Установки подготовки газа, которая, как предполагалось в Отчете Ryder Scott 2009 года, должна была быть введена в эксплуатацию к 1 января 2010 г, см. "*Установка подготовки газа*".

(3) Этот объем отражает последствия задержки в строительстве Установки подготовки газа.

Сырая нефть, добываемая на Чинаревском месторождении, имеет среднюю плотность в градусах API 40-41,5°, а содержание серы составляет около 0,4%. Основные базисные сорта нефти, добываемые в Казахстане, включают марки Urals Blend (около 33° API с содержанием серы 1,25%), CPC Blend (около 42-43° API с содержанием серы 0,5% -0,6%) и Brent (около 38° API с содержанием серы 0,4%). Качество добываемой нефти позволяет Жаикмунаю продавать свою нефть с меньшей скидкой по отношению к цене нефти марки Brent Crude, по сравнению с другими нефтедобывающими компаниями в регионе.

Производство газа, пропана и бутана

На Чинаревском месторождении содержатся значительные запасы газа. Группа планирует монетизировать эти запасы газа путем строительства Установки подготовки газа и реализации концепции утилизации газа, подготовленной Институтом НИПИнефтегаз. Для получения дополнительной информации относительно Установки подготовки газа, см. "*Капитальные инвестиции—Установка подготовки газа*".

Газ, очищенный на установках подготовки газа, будет использоваться для производства сухого газа, СУГ и конденсата на продажу, а также для обеспечения сырьем производства энергии с целью удовлетворения потребностей Жаикмуна в электроэнергии. При условии, что Установка подготовки газа будет завершена своевременно, на основании Отчета Ryder Scott 2009 года руководство произвело предварительные подсчеты, по которым годовое производство жирного газа и СУГ достигнет максимума в 2017 году и составит 4,0 млрд. куб.м. и 0,9 млрд. куб.м., соответственно, а годовой объем производства конденсата достигнет максимума в 2016 году и составит 16,9 млн. куб.м., соответственно.

Жаикмунай в настоящее время не производит газ в коммерческих целях, за исключением небольшого объема газового конденсата во время пробной добычи. Газ, добываемый в процессе добычи нефти, в настоящее время сжигается по местонахождению установки подготовки нефти согласно выданному Разрешению на сжигание газа. После ввода в эксплуатацию Установки подготовки газа Жаикмунай будет производить газ в коммерческих целях, и продажи такого газа, предположительно, начнутся в ноябре этого года.

Нефтепромысловые объекты

Нефтепромысловые объекты Жаикмуна состоят из Установки подготовки нефти, способной перерабатывать 400 000 тонн нефти в год, а также многочисленных линий по сбору и транспортировке нефти на Лицензионном участке. Объекты по хранению нефти на месторождении в настоящее время позволяют осуществлять хранение 5 000 куб.м. нефти, при этом 10 000 куб.м. нефти могут храниться на железнодорожном терминале. В процессе строительства находятся дополнительные хранилища для хранения примерно 25 000 куб.м. сырой нефти (15 000 куб.м. в хранилищах на месторождении и 10 000 куб.м. на железнодорожном терминале), и строительство таких объектов должно быть завершено одновременно с завершением Установки подготовки нефти. Группа планирует построить еще одну Установку подготовки нефти мощностью до 400 000 тонн в год, строительство которой должно быть завершено к 2013 году. Кроме того, Жаикмунай завершил строительство своего 120-километрового нефтепровода, по которому сырая нефть насосами перекачивается с месторождения до железнодорожного нефтеналивного терминала в Ростошах вблизи Уральска. Закачивание воды требует дальнейшего роста перерабатывающих мощностей, возведением которых Группа в настоящее время занимается. См. раздел "*Контракты, имеющие существенное значение для нашей деятельности —Соглашение о системе поддержания пластового давления*".

Буровое оборудование

Для выполнения буровых работ на Чинаревском месторождении Группа заключает контракты с третьими сторонами. По состоянию на 30 июня 2010 года услуги по бурению Группе оказывали Saipem и УНГГ, и эти подрядчики производили работу тремя буровыми установками. Кроме того, для КРС была задействована установка Казбургаза. Среднее время, необходимое для бурения новых вертикального скважин, составляет примерно три месяца в турнейских пластах и четыре месяца в девонских и бийско-афонинских пластах. Стоимость бурения каждой разведочной скважины составляет в среднем 10,8 млн. долл. США, а каждой эксплуатационной скважины - варьируется в среднем от 8,2 млн. долл. США при бурении в турнейских пластах до 12,5 млн. долл. США при бурении в бийско-афонинских пластах.

В течение 2009 года Жаикмунай завершил бурение горизонтальных скважин для эксплуатационных скважин на девонских залежах. Расходы на такие горизонтальные скважины, по оценкам, примерно на 30% выше, чем для аналогичных вертикальных скважин. В 2009 году были завершены три турнейские эксплуатационные скважины, пробурены две оценочных скважины в бийско-афонинских пластах и завершен один боковой ствол из среднедевонской эксплуатационной скважины. По состоянию на 30 июня 2010 года Жаикмунай задействовал три буровые установки и две установки для капитального ремонта скважин и планирует завершить в общей сложности две среднедевонские бийско-афонинские горизонтальные скважины, углубить до среднего девона три существующие скважины, две из которых планируется использовать для добычи из муллинской залежи, а третью планируется использовать в качестве оценочной скважины для ардатовской залежи. Кроме того, после завершения Установки подготовки газа Жаикмунай планирует пробурить две разведочные скважины на северном и западном участке Чинаревского месторождения с тем, чтобы перевести вероятные запасы в более высокую категорию доказанных запасов.

По состоянию на 30 июня 2010 года у Жаикмунай имелось 36 разведочных, оценочных и эксплуатационных скважин, из которых 12 скважин являлись добывающими, на трех скважинах идет пробная добыча, две скважины были заложены как водонагнетательные, а три находятся в бурении и КРС. Кроме того, шесть скважин были законсервированы, четыре скважины - временно остановлены в ожидании завершения Установки подготовки газа или КРС, а еще шесть разведочных скважин - заглушены и ликвидированы.

В следующей таблице приводится фактическое количество скважин, пробуренных с сентября 2004 года (когда в Жаикмунае было назначено новое руководство, до которого момента компания имела пять скважин), а также количество скважин, которое руководство планирует пробурить до 2011 года:

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
	г.	г.	г.	г.	г.	г.	г.	г.
Количество новых пробуренных развед. скважин	1	1	2	4	3	2	0	1
Количество новых пробуренных эксплуат. скважин	0	0	1	5	6	5	4	3
Всего скважин	1	1	3	9	9	7	4	4

Капитальные инвестиции

Установка подготовки газа

10 августа 2007 года Жаикмунай заключил соглашение с КСС на строительство Установки подготовки газа, которая, как ожидается, будет перерабатывать попутный газ и газовый конденсат. В этих целях КСС вошел в консорциум с компанией Exterran, которая предоставляет услуги по проектированию и изготовлению основного оборудования для Установки подготовки газа, а КСС обеспечивает руководство проектом и строительными работами.

Строительство Установки подготовки газа включает два этапа.

Первый этап включает в себя строительство двух блоков подготовки газа, стоимостью, предположительно, 227,0 млн. долл. США. Производительность каждого блока подготовки газа составит приблизительно 850 млн. куб.м. попутного газа и газового конденсата. Оба блока будут оборудованы установками по обессериванию и извлечению серы для улучшения качества газа. В Установку подготовки газа будет также входить соответствующая работающая на газе энергоустановка мощностью 15 мегаватт, которая, как ожидается, обеспечит электроэнергией все потребности месторождения. Предполагается, что энергоустановка будет построена в рамках первой этапа Установки подготовки газа. Жаикмунай договорился с КСС о сооружении, в рамках первого этапа, блока стабилизации конденсата на Установке подготовки газа, который сможет стабилизировать 800 000 тонн конденсата в год и который увеличил общую стоимость первого этапа Установки подготовки газа с примерно 182,0 млн. долл. США до примерно

227,0 млн. долл. США. По состоянию на 30 июня 2010 года невыплаченные суммы, подлежащие уплате КСС за строительство Установки подготовки газа, составили 27,6 млн. долл. США, куда входят 6,9 млн. долл. США, которые должны быть выплачены КСС после завершения строительства, и 20,7 млн. долл. США (которые к моменту завершения возрастут до 22,7 млн. долл. США), подлежащие уплате КСС после того, как Государственная приемочная комиссия выдаст Акт о государственной приемке.

Предпусковые работы по завершению Установки подготовки газа начались в июне 2010 года. Механическое завершение первого этапа Установки подготовки газа состоялось 29 сентября 2010 года, когда Рабочая комиссия выдала свое официальное решение о том, что строительство Установки подготовки газа завершилось в целом в соответствии со стандартами Республики Казахстан. Холодный запуск, как ожидается, произойдет в октябре 2010 года. Холодный запуск или "заполнение газом" - это тот момент, когда установка заполняется природным газом из газопровода, куда, после ввода в эксплуатацию, Установка подготовки газа будет поставлять переработанный газ. После холодного запуска пусконаладочные работы продолжатся, пока будет идти пробная эксплуатация. Первые продажи газа ожидаются в ноябре 2010 года. В конце периода пробной эксплуатации Установка подготовки газа, как ожидается, достигнет проектной мощности, в результате чего установка полностью войдет в эксплуатацию. После этого будет проведено совещание с Государственной приемочной комиссией (компетентным органом, уполномоченным подтвердить, что может начаться постоянная работа), которое, как ожидается, состоится не позднее 31 декабря 2010 года.

Жаикмунай рассматривает возможность заключения контрактов на строительство еще одной установки подготовки газа, способной перерабатывать 2,5 млрд. куб.м. газа в год, и дополнительной электростанции. Если предположить, что будут построены три блока подготовки газа, у Группы появится возможность перерабатывать до 4,2 млрд. куб.м. газа в год. По оценкам руководства, второй этап строительства обойдется приблизительно в 362 млн. долл. США. По расчетам Ryder Scott, ежегодная добыча Жаикмунаем жирного газа достигнет своего максимума в 2017 году, составив 4,0 млрд. куб.м. газа в год.

См. "Факторы риска— Факторы риска, относящиеся к коммерческой деятельности Группы—Прогноз объемов добычи Группы исходит из того, что Установка подготовки газа будет работать на полную или почти на полную мощность. Если Установка подготовки газа не будет работать на полную или почти на полную мощность, это может привести к сокращению или приостановке процесса добычи углеводородов Группой".

Нефтепровод и железнодорожный нефтеналивной терминал

5 июня 2006 года Жаикмунай заключил соглашение с КСС на строительство нефтепровода и железнодорожного нефтеналивного терминала. Строительство трубопровода и нефтеналивного терминала было успешно завершено в 2008 году, и они полностью вошли в эксплуатацию с января 2009 года. Трубопровод напрямую соединяет Чинаревское месторождение с железнодорожным нефтеналивным терминалом у железнодорожного разъезда, расположенного в Ростошах, недалеко от Уральска. Максимальная годовая пропускная способность нефтепровода составляет 3,0 млн. тонн. Железнодорожный нефтеналивной терминал получает всю добываемую Жаикмунаем нефть и конденсат и способен производить перевалку от 3,0 до 4,0 млн. тонн нефти и газового конденсата в год.

Общая стоимость строительства нефтепровода и железнодорожного нефтеналивного терминала составила около 97,0 млн. долл. США, и, по оценке руководства, строительство такого нефтепровода сократило затраты на транспортировку сырой нефти из Чинаревского месторождения до железнодорожного терминала в Ростошах приблизительно на 25,0 долл. США с каждой тонны.

Газопровод

Жаикмунай построил 17-километровый газопровод, подсоединенный к газопроводу Оренбург-Новопсков, ожидающий ввода в эксплуатацию, который произойдет одновременно с пуском Установки подготовки газа. Сметная стоимость строительства этого трубопровода составила 22,0 млн. долл. США, включая затраты на строительство самого трубопровода и замерных узлов на месторождении и на месте врезки. Максимальная годовая пропускная способность этого газопровода, по оценкам, составит 5,0 млрд. кубометров.

ЛИЦЕНЗИИ И КОНТРАКТЫ НА НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

Разрешение на проведение работ на Чинаревском месторождении было предоставлено Жаикмунаю в соответствии с Лицензией, выданной Правительством 26 мая 1997 года, которая является частью соответствующего СРП, заключенного с Компетентным органом (от имени Казахстана) 31 октября 1997

года. Лицензия и СРП были предоставлены согласно действовавшему в Казахстане до 1999 года режиму "лицензия и контракт", описание которого приводится в разделе "*Нормативное регулирование в Казахстане*". В рамках СРП Жаикмунай может проводить как разведочные работы, так и добычу, при условии получения соответствующих разрешений. Существует двухвариантная система для получения разрешения на добычу. См. далее разделы "*—Техсхема*" и "*—Разрешения на добычу*".

Лицензия делится на два этапа: этап разведки и этап добычи. Этап геологоразведочных работ состоит из двух периодов. Первый период геологоразведки длился четыре года, с октября 1997 года по октябрь 2001 года; второй период разведочных работ, который начался 26 мая 2001 года, был первоначально согласован на три года, но с тех пор продлевался три раза, в последний раз разрешение на разведку, выданное в декабре 2008 года, предусматривало продление еще на три года, до 26 мая 2011 года.

В дополнение к разведочным работам Жаикмунай в северо-восточной турнейской залежи, в марте 2007 года было получено разрешение на коммерческую добычу на этом участке. Когда впоследствии Жаикмунай сделал шесть новых коммерческих открытий (в западно-турнейских (нефть), южно-турнейских (нефть и газовый конденсат), бийско-афонинских (газовый конденсат), живетско-ардатовских (газовый конденсат), живетско-муллинских (нефть и газовый конденсат) и фаменских (газовый конденсат) залежах), он вступил в переговоры с Компетентным органом о продлении Разрешения на разведку для оценки этих открытий. Жаикмунай получил новое разрешение на разведку, действительное до 26 мая 2011 года, и должен был продолжать работу по оценке всех вновь сделанных открытий. Когда все новые открытия были, по мнению Жаикмунай, в достаточной степени оценены с тем, чтобы начать добычу, он обратился за утверждением запасов по всему Лицензионному участку (в соответствии с условиями СРП), и, после того, как запасы Жаикмунай были утверждены Государственным комитетом по запасам в декабре 2008 года, выданное Жаикмунаю Разрешение на добычу было продлено и теперь охватывало территорию площадью 185 квадратных километров (включая территорию, охватываемую предыдущим разрешением, а также шесть новых коммерческих открытий, сделанных Жаикмунаем).

Кроме того, Жаикмунаю необходимо было представить в Государственный комитет по разработке месторождений ("ГКРМ") отдельные технологические схемы разработки ("Техсхемы") нефтяных и газоконденсатных залежей в соответствии с Разрешением на добычу. Обе Техсхемы были утверждены ГКРМ в марте 2009 года.

Первоначальная Техсхема северо-восточной турнейской залежи, которая была утверждена 17 ноября 2006 года, теперь вошла в новую Техсхему нефтяных залежей в качестве неотъемлемой ее части. В дополнение к текущей коммерческой добыче нефти действующее Разрешение на добычу позволяет Жаикмунаю начать коммерческую добычу из своих газовых залежей, как только Установка подготовки газа войдет в эксплуатацию. Жаикмунай также продолжает свои разведочные работы на тех территориях Лицензионного участка, на которые Разрешение на добычу не распространяется, в соответствии с Разрешением на разведку, которое было недавно продлено до 26 мая 2011 года.

Разрешение на добычу и Разрешение на разведку вошли в СРП в качестве неотъемлемой его части в соответствии с восьмой поправкой от 27 апреля 2010.

У Жаикмунай имеются два разрешения на сжигание попутного газа, срок действия которых должен был истечь 30 сентября 2010 года, но которые Компетентный орган согласился продлить до 31 декабря 2010 года.

Лицензия и СРП

Лицензия и СРП в настоящее время действуют до 2031-2033, в зависимости от того, какие географические и геологические участки имеются в виду. На сегодняшний день Жаикмунай выполнил все свои обязательства по капитальным инвестициям согласно СРП.

Продолжительность этапа добычи по всем залежам составляет 25 лет. Жаикмунай должен в течение этого периода соблюдать условия Разрешения на разведку, Разрешения на добычу и Техсхемы. Содержание Техсхем и условия Разрешения на разведку и Разрешения на добычу излагаются более подробно далее.

В рамках своих обязательств по предыдущему разрешению на разведку Жаикмунаю необходимо было пробурить четыре скважины на первом этапе разведки, и еще девять скважин должны были быть пробурены в ходе второго этапа разведки, который истек в мае 2008 года. Каждая такая скважина была успешно пробурена. В соответствии с текущими условиями Техсхем Жаикмунаю нужно до 26 мая 2011 года пробурить 12 разведочных скважин и освоить 118,8 млн. долл. США. На сегодня остается пробурить еще

три скважины, являющиеся частью программы бурения Жаикмунай на 2010 г. По состоянию на 30 июня 2010 года Жаикмунай уже завершил бурение девяти дополнительных разведочных скважин, еще три скважины будут завершены в 2010 году.

Поправки к СРП

СРП включает в себя восемь поправок. Первая поправка, внесенная в 2000 году, еще раз подтвердила определенные экологические обязательства и скорректировала в СРП положение относительно выплаты доли и роялти Казахстану, помимо определения того, каким образом Жаикмунай должен возместить Казахстану те или иные затраты, понесенные при освоении месторождения, и каким образом компания должна вносить средства в ликвидационный фонд, когда она прекратит свою деятельность. Вторая поправка от 21 октября 2001 года продлевала первый период разведки еще на два года, в сумме до четырех лет, и изложила требования, которые должны выполняться на этапе разведки. Третьей поправкой от 29 июня 2002 года были внесены изменения в положения, касающиеся налогов и роялти. Эта поправка также предусматривала, что 15% Лицензионного участка должны быть возвращены после завершения первого этапа периода разведки, поскольку эта часть Лицензионного участка не считалась коммерчески значимой (ранее СРП предусматривало, что Жаикмунай должен вернуть 25% Лицензионного участка). Четвертая поправка от 12 января 2004 года продлевала этап разведки до 26 мая 2006 года, при этом предусматривалось, что срок действия СРП истекает 26 мая 2031 года.

Пятая поправка продлила период разведки на один год, до 26 мая 2008 года. До истечения этапа разведки 26 мая 2008 года (в соответствии с положениями пятой поправки к СРП) Жаикмунай заявил о шести новых коммерческих открытиях, и в этой связи обратился в Компетентный орган для дальнейшего продления периода разведки с тем, чтобы провести оценку этих коммерческих открытий в соответствии со своей предложенной рабочей программой для дальнейшей доразведки. В результате, Компетентный орган согласился продлить период разведки до 26 мая 2011 года (то есть его действующей в настоящее время даты истечения срока), чтобы позволить Жаикмунаю полностью оценить вновь заявленные открытия. Эта договоренность изложена в седьмой поправке к СРП, о которой говорится ниже.

5 июня 2008 года в СРП была внесена шестая поправка, на этот раз определяющая площадь Лицензионного участка и уточняющая платежи и некоторые другие обязательства Жаикмунай в отношении Казахстана. Кроме того, она определила период добычи на северо-восточной турнейской залежи как начинающийся с 1 января 2007 года.

Седьмая поправка к СРП была внесена в ноябре 2008 года. Она уточнила Лицензионный участок, продлила период разведки до 26 мая 2011 года и определила требования к Жаикмунаю на период продления, который, на дату настоящего Меморандума о предложении, включает в себя бурение 12 поисково-разведочных скважин, девять из которых были завершены к концу 2009 года. Кроме того, в седьмой поправке Жаикмунай согласился поставлять не менее 15% своей добываемой нефти отечественным покупателям в Казахстане по ценам внутреннего рынка.

Восьмая поправка к СРП от 27 апреля 2010 официально оформляет условия нынешнего Разрешения на добычу и Разрешения на разведку как часть СРП.

В январе 2009 года Жаикмунай начал переговоры с Компетентным органом (ранее, МЭМР) об условиях и положениях девятой поправки к СРП для того, чтобы уточнить обязательства Жаикмунай по СРП в отношении платежей в социальные фонды и затрат на подготовку казахстанских специалистов. Помимо прочих условий и положений девятой поправки к СРП, Жаикмунай просил увеличить его социальные обязательства по СРП, возмещаемые компенсационной нефтью (Cost Oil), в связи с увеличением расходов по перемещению населения деревни Рожково, а также ремонту и реконструкции инфраструктуры местных государственных дорог. Из-за задержки в утверждении и исполнении восьмой поправки к СРП, реорганизации Компетентного органа и последних изменений в казахстанском законодательстве о недропользовании (включая, *помимо прочего*, принятие нового Закона «О недропользовании»), девятая поправка к СРП пока еще не согласована с Компетентным органом.

Хотя девятая поправка к СРП в настоящее время рассматривается Компетентным органом и существует неопределенность по некоторым положениям СРП, относящимся к обязательствам в социальной сфере и обязательствам по подготовке специалистов, Компетентный орган время от времени направлял Жаикмунаю предупреждения о предполагаемых нарушениях договорных обязательств по СРП, угрожая расторгнуть СРП в связи с такими нарушениями, включая, *помимо прочего*, нарушение социальных обязательств, обязательств по подготовке специалистов и использованию местных ресурсов (закупки). Жаикмунай своевременно отвечал на все такие уведомления и запросы и предоставлял в соответствующие органы запрашиваемую информацию, что, как полагает Жаикмунай, демонстрирует выполнение им условий СРП.

На сегодняшний день эти органы не предприняли никаких дальнейших действий в отношении подобных уведомлений после получения такой информации от Жаикмунай. См. раздел "*—Факторы риска—Группа, возможно, не сможет выполнить свои обязательства по СРП и Лицензии*".

Разрешение на геологоразведочные работы

Обязательства Жаикмунай на этапе геологоразведочных работ должны быть завершены к 26 мая 2011 года. После этого Жаикмунай может вернуть территорию, относящуюся к Разрешению на разведку и/или запросить разрешение на добычу в отношении любых новых коммерчески рентабельных запасов, которые будут объявлены.

Техсхема

После оценки и/или открытия запасов, согласно СРП, Жаикмунай должен представить в ГКРМ план разработки по конкретным запасам. После оценки и разведки дополнительных запасов нефти и газового конденсата в конце мая 2008 года Жаикмунай получил от ГКРМ в марте 2009 года утверждение двух Техсхем: одной - по нефтяным залежам (относящимся к турнейской и муллинской залежам), а другой - по газоконденсатным залежам (относящимся к бийско-афонинской и ардаговской залежам).

По Техсхеме, относящейся к нефтяным залежам, требуется (i) пробурить девять дополнительных эксплуатационных и водонагнетательных скважин, и (ii) начать в 2009 году закачивание воды для поддержки пластового давления и достижения конечной нефтеотдачи, по меньшей мере, на уровне 32,2% из турнейской залежи. Техсхема, относящаяся к газоконденсатным залежам, позволит Жаикмунаю начать коммерческую добычу этих залежей после (i) строительства и ввода в эксплуатацию Установки подготовки газа, и (ii) строительства и ввода в эксплуатацию 17-километрового газопровода.

Разрешение на добычу

Первое выданное Жаикмунаю разрешение на добычу было утверждено Компетентным органом в марте 2007 года. В декабре 2008 года было выдано новое Разрешение на добычу, которое включает в себя все горизонты и нефтеносные или газоконденсатные залежи, охватывает 185 квадратных километров Лицензионного участка и действует до истечения срока действия СРП (то есть между 2031-2033 годами, в зависимости от конкретной географической и геологической территории). Действующее в настоящий момент Разрешение на добычу было выдано Жаикмунаю в декабре 2008 года и официально включено в СРП в соответствии с восьмой поправкой к нему.

Разрешение на сжигание газа

Программа Жаикмунай по сжиганию и утилизации попутного газа и газового конденсата на Чинаревском месторождении, представленная Компетентному органу, была первоначально одобрена в декабре 2007 года. Жаикмунаю было предоставлено пять разрешений на сжигание попутного газа. Из этих разрешений в настоящее время действуют только два. Разрешения на сжигание газа должны были истечь 30 сентября 2010 года, однако Компетентный орган согласился продлить их до 31 декабря 2010 года. Разрешение на сжигание попутного газа, которое было продлено и теперь должно истечь 31 декабря 2010 года, предусматривает предельный объем сжигания попутного газа в 110 млн.кубических метров по 31 декабря 2010 года. Разрешение на сжигание газового конденсата при пробной добыче из разведочных скважин, которое тоже было продлено и должно истечь 31 декабря 2010 года, предусматривает предельный объем сжигания газового конденсата в 80 млн. кубических метров по 31 декабря 2010 года. Группа ожидает получения окончательных разрешений, и каждое разрешение обуславливается предоставлением в региональное экологическое агентство квартальных отчетов по программе.

Далее в кратком изложении приводятся другие основные условия по СРП:

Выплата роялти

Ставка ежемесячных выплат роялти, производимых Жаикмунаем государству, зависит от объема извлеченных углеводородов, рассчитывается в соответствии с реализованной стоимостью продажи каждого класса углеводородов на его конечном пункте назначения за вычетом стоимости транспортировки до конечного пункта и каких-либо скидок, сделанных в связи с качеством добытых углеводородов, в сравнении с эталонным качеством. См. раздел "*Факторы риска—Факторы риска, относящиеся к коммерческой деятельности Группы— Часть добычи нефти и газа, которая должна быть отдана государству, а также*

платежи Группы по роялти, могут возрасти". Исторически сложилось так, что средневзвешенная ставка роялти составила 4,9% в 2007 году, 4,2% в 2008 году и 4,9% в 2009 году.

Объем добычи нефти (в тоннах)	Размер ставки роялти по нефти
От 0 до 100 000	3%
От 100 000 до 300 000	4%
От 300 000 до 600 000	5%
От 600 000 до 1,000 000	6%
Свыше 1 000 000	7%

Объем добычи газа (в 1000 куб.м.)	Размер ставки роялти по газу
От 0 до 1 000 000	4%
От 1 000 000 до 2 000 000	4.5%
От 2 000 000 до 3 000 000	5%
От 3 000 000 до 4 000 000	6%
От 4 000 000 до 6 000 000	7%
Свыше 6 000 000	9%

Доля государства

В соответствии с СРП государство получает ежемесячную долю от добычи углеводородов Жаикмунаем. Доля, которую получает государство, рассчитывается, во-первых, путем условного разделения добычи на компенсационную нефть (**Cost Oil**) и прибыльную нефть (**Profit Oil**). «Компенсационная нефть» означает такое количество добытой нефти, рыночная стоимость которого равна ежемесячным расходам Жаикмунаем, которые могут быть вычтены в соответствии с СРП. Вычитаемые расходы для целей расчета компенсационной нефти включают в себя все эксплуатационные расходы, расходы на разведку и затраты на разработку до годового максимума в 90% от годовой валовой реализованной стоимости добычи углеводородов. Любые неиспользованные расходы могут быть перенесены на неопределенный будущий срок при расчете компенсационной нефти. Прибыльная нефть, являясь разницей между компенсационной нефтью и общим объемом добываемой каждый месяц нефти, разделяется между государством и Жаикмунаем. Следовательно, увеличение ежемесячных расходов Жаикмунаем приводит к более низким объемам прибыльной нефти, передаваемым государству (из-за более высокой номинальной стоимости компенсационной нефти).

Доля государства в объеме прибыльной нефти должна быть физически доставлена Государству, или, наоборот, государство может предпочесть получать сумму, равную стоимости прибыльной нефти, на ежемесячной основе. До сих пор государство всегда предпочитало получать платежи в денежной форме. Любые такие суммы предъявляются или выплачиваются на основе фактических ежемесячных объемов добычи. Выделяемая государству доля рассчитывается на основе следующего метода "транша" для нефти и газа. Исторически сложилось так, что государственная доля в общем объеме прибыльной нефти составляла 10% в 2007, 2008 и 2009 годах.

В следующей таблице приводятся данные о государственной доле в общем объеме прибыльной нефти и прибыльного газа на основании годовых уровней добычи.

Объем годовой добычи нефти (в тоннах)	Доля государства в в прибыльной нефти в отношении нефти
От 0 до 2 000 000	10%
От 2 000 000 до 2 500 000	20%
От 2 500 000 до 3 000 000	30%
Свыше 3 000 000	40%

Объем годовой добычи газа (в 1000 куб.м.)	Доля государства в общем объеме прибыльного газа в отношении газа
От 0 до 2 000 000	10%
От 2 000 000 до 2 500 000	20%
От 2 500 000 до 3 000 000	30%
Свыше 3 000 000.....	40%

По истечении срока действия Лицензии и СРП (что произойдет между 2031-2033 гг., в зависимости от конкретной географической и геологической территории) Жаикмунай обязан передать государству все активы, приобретенные, построенные или установленные в соответствии с рабочей программой и утвержденным бюджетом.

Если Жаикмунай производит уплату государству в денежной форме вместо фактической доставки требуемых углеводородов, то цена (в долларах США) устанавливается такая, какую Жаикмунай получил бы за аналогичный объем углеводородов на точке подключения к магистральному трубопроводу на основе коммерческой сделки, за вычетом расходов по транспортировке до магистрального трубопровода. До сих пор Жаикмунай платил государству примерно 31,1 млн. долл. США в соответствии со своими обязательствами по СРП (в том числе 9,8 млн. долл. США по коммерческим бонусам открытия, прибыльной нефти и роялти в 2008 году, и 6,9 млн. долл. США по коммерческим бонусам открытия, прибыльной нефти и роялти в 2009 году).

Налоги – Общая часть

Корпоративный подоходный налог

Жаикмунай осуществляет ежемесячные платежи по корпоративному подоходному налогу по фиксированной процентной ставке 30,0% от налогооблагаемого дохода Жаикмунай от контрактной деятельности за каждый год коммерческой добычи в течение срока действия СРП. Любой налогооблагаемый доход от неконтактной деятельности (например, доходы от хеджирования) облагается налогом по ставке корпоративного подоходного налога, действующей в год реализации дохода.

Платежи за открытие

По СРП Жаикмунай должен объявлять о каждом новом открытии нефтеносного горизонта, которое ведет к коммерческой добыче, и выплачивать государству 500 000 долл. США по каждому такому открытию. В 2008 году Жаикмунай выплатил Государству 3,0 млн. долл. США по шести коммерческим открытиям, о которых было объявлено в мае 2008 года. В 2009 году никаких платежей государству за открытия сделано не было.

Бонус за добычу

Жаикмунай должен выплачивать Государству бонус в размере 1 млн. долл. США за каждые 10 млн. метрических тонн суммарной добычи нефти и природного газа.

Возмещение исторических затрат

Жаикмунай обязан возместить государству в общей сложности 25,0 млн. долл. США по историческим затратам (его расходы на разведочные работы, выполненные до выдачи Лицензии) равными ежеквартальными платежами в течение этапа добычи по СРП, начиная с этапа производства. Жаикмунай начал осуществлять такие платежи с 1 января 2007 года. Жаикмунай погасил исторические затраты в размере 2,1 млн. долл. США в 2008 году и 1,0 млн. долл. США в 2009 году.

Необходимые затраты

Жаикмунай обязан расходовать не менее 1,0% годовых капитальных затрат на обучение персонала. Если это сумма превышает те затраты, которые действительно необходимы для подготовки персонала, Жаикмунай должен использовать остаток на финансирование среднего образования в Казахстане. Жаикмунай израсходовал 2,8 млн. долл. США для обучения персонала в 2009 году и 1,2 млн. долл. США в первой

половине 2010 года. Кроме того, Жаикмунай производит начисления на ликвидацию объектов. Сумма соответствующего обязательства составляет текущую стоимость предполагаемых расходов, которые, предположительно, потребуются для погашения обязательства, скорректированную на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированную с использованием средних долгосрочных процентных ставок для развивающегося рынка долговых обязательств с учетом рисков, присущих рынку Казахстана.

Ликвидационный фонд

В соответствии с СРП Жаикмунай обязан создать ликвидационный фонд в размере 12,0 млн. долл. США за счет ежегодного перечисления в него взносов в размере 100 000 долл. США в год на этапе разведки и в размере 452 000 долл. США в год в течение этапа добычи. Ликвидационный фонд будет предоставлять средства на ликвидацию имущества и оборудования Жаикмунай в конце срока СРП. Руководство в своей отчетности резервирует суммы, необходимые для ликвидационного фонда, и полагает, что посредством формирования таких резервов Жаикмунай выполняет свои обязательства по осуществлению ежегодных взносов в ликвидационный фонд.

Природоохранное разрешение

13 июня 2008 года Минприроды выдал Жаикмунае природоохранное разрешение ("ПР") сроком до 31 декабря 2010 года, возобновляемое ежегодно, при условии соблюдения Жаикмунае условий и положений ПР и действующего экологического законодательства. Согласно ПР Жаикмунае разрешается: (i) производить выбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих: 4 198,31 тонн в 2008 году, 12 240,21 тонн в 2009 году и 12 071,77 тонн в 2010 году, и (ii) хранить промышленных и другие отходы в объемах, не превышающих: 6 472,42 тонн в 2008 году, 11 647,46 тонн в 2009 году и 13 765,18 тонн в 2010 году. Касательно рисков, связанных с нарушением Жаикмунае условий и положений ПР, см. раздел *"Факторы риска—Факторы риска, относящиеся к коммерческой деятельности Группы — Группы обязана соблюдать природоохранное законодательство и не может гарантировать того, что она сможет выполнять эти требования"*.

КОНТРАКТЫ, ИМЕЮЩИЕ СУЩЕСТВЕННОЕ ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ НАШЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Соглашение о строительстве Установки подготовки газа

10 августа 2007 года Жаикмунай заключил соглашение с КСС на разработку, проектирование и строительство Установки подготовки газа, включающее строительство блока по подготовке попутного газа и блока по подготовке газоконденсата. Строительство Установки подготовки газа было задержано по сравнению с первоначально предполагаемой датой завершения. Касательно информации о состоянии дел по завершению Установки подготовки газа см. раздел *"Коммерческая деятельность—Капитальные инвестиции— Устанoвка подготовки газа"*. Общая стоимость строительства первого этапа Установки подготовки газа составит около 227,0 млн. долл. США. Жаикмунай согласился выплатить КСС авансовый платеж в размере 30% от цены контракта при получении, помимо прочего, банковской гарантии возвращения такой предоплаты и банковской гарантии выполнения соглашения. Обе стороны имеют обычные обязательства о возмещении ущерба и расторгнуть соглашение в случае, например, форс-мажорных обстоятельств, банкротства другой стороны или невыполнения соглашения. По состоянию на 30 июня 2010 года сумма задолженности перед компанией КСС за строительство Установки подготовки газа составляла 27,6 млн. долл. США, куда входят 6,9 млн. долл. США, которые должны быть выплачены КСС после завершения строительства, и 20,7 млн. долл. США (которые к моменту завершения возрастут до 22,7 млн. долл. США), подлежащие уплате КСС после того, как Государственная приемочная комиссия выдаст Акт госприемки.

Соглашение о системе поддержания пластового давления

14 декабря 2009 года Жаикмунай заключил соглашение с РМ Lucas Kazakhstan LLP ("**Lucas**") на разработку, проектирование и строительство первого этапа системы поддержания пластового давления на Чинаревском месторождении ("**СППД**"). На эти работы и соответствующие платежи от Lucas по данному соглашению даны гарантии головной компании Lucas, Metropolis Holdings Limited ("**Metropolis**"), согласно акту о передаче прав от той же даты. Общая стоимость СППД по соглашению составляет 9,8 млн. долл. США (без НДС). Согласно контракту Жаикмунай согласился выплатить Lucas авансовый платеж в размере 30% от общей цены контракта, обеспеченного как гарантийным обязательством (стоимостью в тенге, эквивалентной 465 775 долл. США), так и гарантией Metropolis. Остальную часть контрактной цены Жаикмунай выплачивает Lucas частями, в соответствии с подробным графиком платежей. Соглашение может быть расторгнуто по инициативе Жаикмунай при определенных обстоятельствах путем уведомления другой

стороны за 14 рабочих дней и, в некоторых более ограниченных случаях, по инициативе Lucas с уведомлением за 30 дней. Любая из сторон может расторгнуть договор без предварительного уведомления в случае несостоятельности другой стороны. Срок окончания строительства СППД – конец 2012 года.

Контракт на аренду буровой установки Saipem

В сентябре 2006 года Жаикмунай заключил соглашение с Saipem, по которому Saipem поставляет и эксплуатирует наземную буровую установку для бурения десяти скважин на Чинаревском месторождении. Оплата состояла из одноразовой выплаты за мобилизацию в размере 2,5 млн. долл. США плюс ежедневные операционные ставки примерно в 29 200 долл. США, оплаты питания и проживания для работников, а также единовременных платежей за транспортировку в пределах 400 000-520 000 долл. США, в зависимости от расстояния до вахтового поселка. Жаикмунаю, возможно, потребуется осуществить платеж за демобилизацию в размере 327 800 долл. США, если, после возникновения определенных оснований для расторжения контракта, Saipem не сможет эксплуатировать установку в другой нефтяной компании, или же платеж за досрочное прекращение контракта, размер которого будет зависеть от количества пробуренных скважин и операционной ставки. Платежные обязательства Жаикмуная обеспечены гарантией от БТА в сумме 2,0 млн. долл. США. Контракт будет оставаться в силе на период времени, необходимый для мобилизации, перемещения буровой установки, завершения или глушения и ликвидации десяти скважин, если он не будет расторгнут досрочно. Каждая сторона имеет право расторгнуть договор в случае неплатежеспособности или ликвидации другой стороны, а Жаикмунай имеет дополнительное право на расторжение, если Saipem окажется не в состоянии выполнять свои обязательства. Стороны несут обязательства о возмещении ущерба. Данный контракт был продлен, и по нему все еще идет бурение двух скважин. В настоящее время ведутся переговоры с Saipem о заключении нового долгосрочного контракта.

Соглашение об эксплуатации и техобслуживании Установки подготовки газа

Жаикмунай вел переговоры с международной нефтегазовой сервисной компанией по заключению соглашения на эксплуатацию и техническое обслуживание Установки подготовки газа. Согласно окончательным условиям контракта (которые еще предстоит окончательно согласовать) такая компания будет нести ответственность за эксплуатацию и техническое обслуживание всей Установки подготовки газа и соответствующего ее оборудования в течение 36 месяцев после даты начала ее работы. Основные условия подписаны, по окончательному контракту в настоящее время ведутся переговоры.

ТРАНСПОРТИРОВКА

Обзорная часть

С момента завершения в январе 2009 года 120-километрового нефтепровода Группы с Чинаревского месторождения до железнодорожного терминала в Ростовах вблизи Уральска добываемая Жаикмунаем нефть транспортируется на экспорт по этому трубопроводу. До 2009 года поставки нефти до Уральска осуществлялись исключительно через инфраструктуру, которая принадлежала и эксплуатировалась третьими лицами. В результате постройки нефтепровода транспортировка сырой нефти стала более безопасной, менее дорогостоящей и более рентабельной.

Транспортные маршруты для экспорта углеводородов Жаикмуная и других нефте- и газопроизводителей имеют важное значение, поскольку Казахстан не имеет выхода к морю. В частности, Казахстан сильно зависит от российской транспортной инфраструктуры, с точки зрения экспортных путей. Сырая нефть экспортируется из Казахстана по трубопроводам и железным дорогам через Каспийское море и через Россию в порты Черного моря или по трубопроводу в Китай. Любые ограничения или прекращение доступа к существующим трубопроводам или железным дорогам, вызванные серьезной неполадками, политическими событиями или другими обстоятельствами, могут привести к приостановке поставок нефти и вызвать серьезные нарушения в процессе производства. См. раздел *"Факторы риска—Группа полагается на транспортные системы, которые находятся в собственности и под управлением третьих лиц и которые могут стать недоступными. Группа может не получить доступа к ним или к альтернативным транспортным системам"*.

Транспортировка сырой нефти и конденсата

Основными вариантами транспортировки на экспорт сырой нефти и конденсата является доставка по железной дороге или по трубопроводу. С начала 2009 года нефть перекачивается через принадлежащий Группе нефтепровод с Чинаревского месторождения до Ростовой вблизи Уральска, а оттуда далее -

уполномоченным трейдером Жаикмунай. Ниже приводится краткая информация об имеющихся вариантах дальнейших поставок:

Железная дорога

В настоящее время Жаикмунай транспортирует нефть через трубопровод с Чинаревского месторождения до Ростошей вблизи Уральска, где она на нефтеналивном терминале перегружается в железнодорожные цистерны, поставляемые третьими сторонами. В настоящее время нефть перевозится по железной дороге на нефтеперерабатывающие заводы в Финляндии и Украине. При перевозке своей продукции по железной дороге у Жаикмунай не было случаев снижения качества нефти, в отличие от транспортировки по трубопроводу, и, следовательно, есть возможность получения более высокой цены за свою продукцию на экспортных рынках. После того как с введением в эксплуатацию Установки подготовки газа начнется производство конденсата, те же механизмы транспортировки будут использоваться и для конденсата.

Трубопровод

Как упоминалось выше, сейчас Группа транспортирует нефть через собственный нефтепровод. В настоящее время отсутствует механизм регулирования через банк качества экспортных поставок, осуществляемых по магистральным трубопроводам, которые доступны для Жаикмунай и которые эксплуатируются третьими сторонами. В отсутствие соответствующего соглашения относительно качества сырой нефти Группы, Жаикмунай, соответственно, может получать более низкую цену за свою продукцию, чем качество его нефти требовало бы в ином случае. См. раздел "*Продажи и маркетинг*".

Транспортировка сухого газа, бутана и пропана

В настоящее время Группа сжигает весь попутный газ, полученный при добыче нефти, согласно выданным Разрешениям на сжигание газа и не осуществляет реализацию какой-либо продукции переработки газа. Предполагается, что в будущем добытый Группой газ будет доставляться по 17-километровому газопроводу, соединяющему Чинаревское месторождение с газопроводом Оренбург-Новопсков. Газопровод уже подключен, но ввод его в эксплуатацию состоится только при вводе в эксплуатацию Установки подготовки газа. Согласно расчетам, максимальная годовая пропускная способность газопровода составляет 5.0 млрд. кубометров, а стоимость как самого трубопровода, так и относящихся к нему замерных узлов на месторождении и на месте врезки включена в бюджет Установки подготовки газа. С целым рядом потенциальных покупателей, включая КазРосГаз, совместным предприятием КазМунайГаза и Газпрома, начаты переговоры о продаже годовых объемов сухого газа Группы. Поскольку газ будет продаваться в точке врезки в магистральный трубопровод, Группа не будет обязана платить какие-либо дополнительные тарифы за транспортировку.

Кроме того, Группа привлекает сторонних подрядчиков для транспортировки своей продукции СУГ автоцистернами до железнодорожных грузовых терминалов, эксплуатируемых третьими сторонами и находящихся недалеко от Уральска. Затем СУГ будет доставляться по железной дороге конечному покупателю.

ПРОДАЖИ И МАРКЕТИНГ

Согласно СРП Жаикмунай экспортирует 85% своей добычи нефти, а 15% продает на внутреннем рынке. До того, как Жаикмунай завершит свою Установку подготовки газа, он будет продавать только сырую нефть и конденсат. После ввода Установки подготовки газа в эксплуатацию Группа намеревается продавать нефть, газовый конденсат, сухой газ, пропан и бутан, и намеревается продолжать продавать свою углеводородную продукцию в основном на экспортных рынках.

В связи с непосредственной близостью Чинаревского месторождения к российской границе (около 60 км от г. Уральска) и к другим пунктам экспортных продаж в Европе, в сочетании с сокращением расходов Жаикмунай благодаря транспортировке нефти по своему трубопроводу с Чинаревского месторождения до экспортного терминала в Ростошах вблизи Уральска, Группа, по мнению руководства, может достичь относительно высокой чистой прибыли от экспорта ее продукции по сравнению с другими казахстанскими производителями. См. раздел "*Факторы риска—Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли—Правительство имеет право потребовать от Группы осуществить поставки сырой нефти на отечественные НПЗ, и такие поставки могут быть затребованы по ценам, существенно более низким, чем мировые рыночные цены*".

В течение 2007, 2008 и 2009 годов Группа поставляла большую часть своей экспортной нефти на условиях FCA (франко-перевозчик) Уральск, при этом цена базировалась на рыночной цене нефти марки Brent за вычетом средней скидки в размере 15,21 долл. США за баррель в 2009 году, 15,58 долл. США за баррель в 2008 году, и 13,72 долл. США за баррель в 2007 году, железнодорожных сборов, транспортных расходов, разницы в качестве и сборов трейдера, понесенных при доставке нефти из Уральска в конечный пункт назначения на НПЗ в Финляндии и Украине. В первой половине 2010 года Группа начала продажи своей нефти на условиях DAF (поставка до границы) и FOB (франко-борт). Преимущество от продажи на условиях DAF и FOB заключается в том, что транспортная скидка значительно снижается, хотя это преимущество частично перекрывается увеличением затрат Группы на транспортировку, поскольку ей приходится оплачивать транспортные расходы от терминала до точки продажи. Группа планирует продолжить переход к продаже на условиях DAF и FOB, поскольку, как полагает руководство, Группе получит выгоды от чистого уменьшения общих расходов на транспортировку.

Группа заключает договоры с одним или несколькими трейдерами. Трейдер(-ы) затем заключает(-ют) договор(-ы) с конечными покупателями на поставку нефтепродуктов Группы. Группа не заключает контракты на нефтепродукты со своими конечными покупателями.

Группа рассчитывает на то, что в ноябре 2010 года начнется продажа переработанного газа. Поставки газа будут осуществляться покупателю(-ям) в точке подсоединения к газопроводу Оренбург-Новопсков. Цены на продукты переработки газа, как ожидается, будут ежегодно согласовываться с покупателем(-ями). Предполагается, что пропан и бутан будут продаваться через трейдера таким же образом, каким осуществляются продажи сырой нефти.

Расходы на транспортировку сырой нефти Жаикмунай за 2009 г. и за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, обобщены в следующей таблице:

		Ж/д транспортом	
		По состоянию на конец года 31 декабря 2009 г.	Шесть месяцев по состоянию на 30 июня 2010 г.
		долл. США баррель/ тонна	
Пояснительный расчет себестоимости			
Цена нефти марки Brent*	долл. США/ баррель	60,00	60,00
Скидка Жаикмунай на сырую нефть марки Brent FOB**	долл. США/ баррель	15,21	14,26
Чистая цена	долл. США/ баррель	44,79	45,74
Коэффициент конвертации	т/баррель	7,7	7,75
Чистая цена	долл. США /т	343,97	354,49

Примечание: В вышеприведенной таблице расходы на транспортировку приняты с коэффициентом конвертации для сырой нефти Жаикмунай в размере 7,68х.

* Пояснительный пример приведен из расчета 60 долл. США/баррель за сырую нефть марки Brent.

** Фактическая скидка Жаикмунай в 2009 г. В течение шести месяцев, завершившихся 30 июня 2010 г., использовались различные адреса в качестве пунктов доставки, включая смешанные условия продаж FCA, DAF и FOB. Скидка в 2010 году представляет собой фактическую смешанную процентную ставку.

ВОПРОСЫ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Одним из стратегических приоритетов Группы является соответствие Жаикмунай действующим внутренним и международным стандартам в области охраны окружающей среды. Жаикмунай подготавливает и предоставляет уполномоченным органам ежегодный план проведения работ в соответствии с казахстанским природоохранным законодательством. Кроме того, Жаикмунай начал осуществлять внедрение экологических норм Всемирного банка для производства работ и ожидает достижения соответствия данным стандартам в последующие пять – десять лет.

Согласно Отчёту АМЕС по результатам комплексной проверки ОТ, ТБ и ООС “Разведка и расширение производственного объекта — Чинаревское месторождение, Казахстан” от 15 июня 2009 г., Жаикмунай большей частью соответствует международным и казахстанским стандартам и нормам, состоящим из

международных требований и стандартов справочных документов наилучшей практики Всемирного банка и Европейского бюро по комплексному контролю и предотвращению загрязнений.

Политика Жаикмуная в области охраны окружающей среды включает следующие основные цели: (i) прекратить сжигание газа на факеле после завершения Установки подготовки газа; (ii) провести рекультивацию участков, подверженных воздействию нефтяных углеводородов, в особенности ликвидированных скважин и амбаров; (iii) обеспечить обучение работников и подрядчиков для понимания политики в области охраны окружающей среды и минимизации экологического ущерба; (iv) контролировать воздействие деятельности Жаикмуная на окружающую среду; (v) внедрять процедуры аварийного реагирования для устранения последствий разливов любого характера для окружающей среды; и (vi) использовать попутный добытый газ для производства дешевой электроэнергии в рамках Установки подготовки газа.

Поселок Рожково с населением приблизительно 300 человек ранее располагался в зоне поисково-разведочных работ Чинаревского месторождения. Для успешного проведения Группой буровых и геологоразведочных работ на Лицензионном участке и соблюдения природоохранного законодательства, Группе было необходимо переселить население поселка Рожково и обеспечить их новым жильем. После ряда переговоров с жителями Рожково в 2006 г., население поселка единогласно одобрило условия программы по переселению (**“План мероприятий по переселению жителей”**). Жаикмунай также получил разрешение от административного органа Западного Казахстана в декабре 2006 г. на осуществление программы переселения и сноса. Помимо соответствия всем параметрам действующего законодательства, Группа получила дополнительное экспертное заключение в отношении проведения переселения в соответствии со стандартами такого рода деятельности, установленными Европейским банком реконструкции и развития (**“ЕБРР”**). На день подписания настоящего Меморандума о предложении, жители поселка были полностью переселены и в настоящее время проживают в квартирах, построенных Жаикмунаем в Уральске. Процесс сноса поселка продолжается. Комитет Жаикмуная по переселению продолжает оказывать помощь жителям по запросам, связанным с переселением, на индивидуальной основе.

Затраты на программу по переселению, включая контроль после его проведения, ожидаются в размере 6,2 млн. долларов США. По состоянию на 30 июня 2010 года общие расходы в отношении данной программы составили 6,1 млн. долларов США.

В 2009 г. в Жаикмунай обратился ЕБРР с вопросом о потенциальной продаже Единиц снижения выбросов (**“ЕСВ”**) Многостороннему фонду углеродных кредитов ЕБРР/ЕИБ (**“МФУК”**), являющемуся углеродным фондом, работа которого направлена непосредственно на страны Центральной Европы и Центральной Азии. До сегодняшнего дня, Жаикмунай не имеет выделенных компании углеродных кредитов. Тем не менее, так как Установка подготовки газа, после ее завершения, может значительно снизить сжигание природного газа, компания Жаикмунай проходит процесс, необходимый для приобретения полномочий на получение углеродных кредитов в рамках механизма «Совместного внедрения» для Установки подготовки газа после получения Казахстаном статуса страны Приложения В Киотского протокола.

Для получения сведений о соответствии действующим требованиям в области охраны окружающей среды см. раздел *“Нормативное регулирование в Казахстане — Соблюдение природоохранного законодательства”*.

РАБОТНИКИ, ОХРАНА ЗДОРОВЬЯ И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

Работники

В следующей таблице указано среднее количество человек (эквивалентов полной штатной единицы), нанятых Группой за обозначенные ниже периоды:

Местонахождение	2009 г.	2008 г.	2007 г.
Чинаревское месторождение	439	396	329
Уральск	177	142	130
Итого	616	538	459

Среднее количество человек (эквивалентов полной штатной единицы), нанятых Группой, не менялось в какой-либо значительной степени в первой половине 2010 г.

В Жаикмунае не было случаев приостановки работ, забастовок или подобных мероприятий за прошедший период, и взаимоотношения компании с сотрудниками можно считать хорошими.

Жаикмунай обязан выделять как минимум 1,0% из своих ежегодных капитальных затрат на обучение персонала. Если данная сумма превышает фактически необходимую сумму на обучение персонала, Жаикмунай использует остаток на финансирование среднего образования.

Более подробную информацию по вопросам соответствия Жаикмуная действующему законодательству в области охраны здоровья и техники безопасности, см. в разделе *“Нормативное регулирование в Казахстане — Соблюдение норм охраны труда и техники безопасности”*.

СУДЕБНЫЙ ПРОЦЕСС

За исключением нижеописанных случаев, Жаикмунай не был вовлечен в разбирательства с государственными органами, судебные или арбитражные разбирательства (включая любые такие находящиеся на рассмотрении или угрожающие нам разбирательства, о которых нам было бы известно), за период 12 месяцев до даты настоящего Меморандума о предложении, которые могут оказать или оказали в предыдущие 12 месяцев существенное влияние на финансовое положение или прибыльность Группы.

8 июля 2010 г. Транспортный прокурор г. Уральска начал уголовное производство против Жаикмуная и его Генерального директора за незаконную эксплуатацию магистральных нефтяных трубопроводов и хранение нефти, а также эксплуатацию сливо-наливных эстакад в период с 5 января 2009 г. по 18 февраля 2009 г. без необходимой лицензии на осуществление такой деятельности. В ответ Жаикмунай продемонстрировал уполномоченным органам наличие необходимой лицензии, и Транспортный прокурор согласился с Жаикмунаем, прекратив соответствующее производство 3 августа 2010 г.

В октябре 2007 года, владельцу земельного участка, через который был проложен нефтяной трубопровод, было присуждено примерно 120 000 долл. США окружным судом Западного Казахстана. Суд постановил, что деятельность Жаикмуная на соответствующем участке земли проводилась с нарушением условий аренды по отношению к владельцу и что данная деятельность нанесла ущерб заявителю, в связи с чем ему была назначена выплата компенсации. Жаикмунай обжаловал решение суда, и 15 ноября 2007 г. апелляционный суд отменил решение суда первой инстанции и вернул дело на повторное рассмотрение. Данная претензия была урегулирована с заявителем. Хотя руководство не считает первоначально назначенную судом сумму компенсации существенной для Группы, имеется вероятность того, что другие владельцы участков, пересекаемых трубопроводом, могут подать аналогичные иски о взыскание компенсации за ущерб, хотя до настоящего времени таких исков получено не было. Суммарное действие таких исков потенциально может оказать существенное воздействие на наше финансовое положение и прибыльность.

СТРАХОВАНИЕ

Типы страхового покрытия, ограничения и качество нашей программы страхования сопоставимы с другими казахстанскими нефтяными компаниями аналогичной величины.

Группа застраховывает некоторые свои риски по следующим договорам страхования, заключенным с АО “Страховая компания “Евразия” (“Евразия”):

- страхование общей ответственности перед третьими лицами;
- страхование ответственности работодателя; и
- экологическое страхование.

В соответствии с действующим казахстанским законодательством, с 1 июля 2005 г. все работодатели обязаны страховать свою гражданско-правовую ответственность за причинение вреда здоровью и жизни работника при исполнении им служебных обязанностей. Жаикмунай заключил с Евразией договор страхования гражданско-правовой ответственности за причинение вреда здоровью и жизни работника, вызванного несчастными случаями на рабочем месте, которые имели место в период действия условий договора страхования. В соответствии с текущим договором, совокупный лимит ответственности составляет 1 163 964 460 тенге (7,8 млн. долл. США) за период действия договора.

В соответствии с Законом Республики Казахстан “Об обязательном страховании при осуществлении экологически опасных видов деятельности” от декабря 2005 года, Жаикмунай заключил договор страхования ответственности при осуществлении экологически опасных видов деятельности. По условиям действующего контракта с Евразией, лимит ответственности за каждый страховой случай составляет 127 980 000 тенге (853 200 долл. США).

В соответствии с требованиями Закона Республики Казахстан “Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности владельцев объектов, связанных с опасностью причинения вреда третьим лицам” от июля 2004 г., Жаикмунай также застраховал свою гражданско-правовую ответственность как владелец объектов, связанных с опасностью причинения вреда третьим лицам (скважины). По условиям действующего контракта с Евразией, лимит ответственности за каждый страховой случай составляет 127 980 000 тенге (853 200 долл. США).

Кроме того, в соответствии с требованиями законодательства Казахстана Жаикмунай осуществляет ежегодное страхование своей гражданской ответственности как владелец автотранспорта. Такой страховой договор в настоящее время заключен со АО “Страховая компания “Лондон-Алматы” (“Лондон-Алматы”).

На дату настоящего Меморандума о предложении Группа заключила и соблюдает все обязательные договоры страхования, требуемые по законодательству Казахстана. Кроме того, Группа заключила следующие договоры добровольного страхования:

- договор страхования грузов;
- договор добровольного страхования нефтяных операций; и
- договор добровольного страхования имущества.

Договор страхования грузов заключен с Лондон-Алматы. В соответствии с действующим контрактом с Лондон-Алматы лимит ответственности составляет 225 000 000 тенге (1 500 000 долл. США) за перевозку и 2 745 000 000 тенге (18 300 000 долл. США) за товары, хранящиеся на терминале в Украине.

Договор добровольного страхования нефтяных операций заключен с АО “Страховая компания “Алатау” (“Алатау”). В соответствии с действующим контрактом с Алатау, совокупный лимит ответственности составляет 8 026 682 811 тенге (53 511 218,74 долл. США). Данный контракт покрывает затраты, связанные с возможной потерей контроля над застрахованными скважинами.

Договор добровольного страхования имущества также заключен с Алатау. В соответствии с действующим контрактом с Алатау, совокупный лимит ответственности составляет 36 571 827 796 тенге (243 812 185,31 долл. США). Данный договор покрывает риски причинения ущерба, уничтожения или утери застрахованного имущества.

В настоящее время Группа ведет переговоры с поставщиками страховых услуг для заключения договора страхования в отношении Установки подготовки газа. Соответствующий договор страхования, как ожидается, будет заключен своевременно к моменту полного ввода в эксплуатацию Установки подготовки газа, после чего будет проведено совещание с Государственной приемочной комиссией для получения Акта о государственной приемке. После получения Акта о государственной приемке у Жаикмунай будет вправе подать документы на регистрацию права собственности на Установку подготовки газа. Мы полагаем, что структура, ограничения и качество страхового покрытия в отношении Установки подготовки газа будут сопоставимы со страховым покрытием в отношении других установок аналогичного характера, расположенных в Казахстане.

Генеральный партнер также организовал заключение договоров страхования гражданско-правовой ответственности директоров и руководящего персонала со сторонними страховщиками.

Группа не имеет договоров страхования рисков, связанных с перерывами в производстве, смертью одного из основных собственников компании, актами терроризма или случаями саботажа, так как Группа полагает, что шанс возникновения таких рисков низок. См. раздел *“Факторы риска—Факторы риска, относящиеся к коммерческой деятельности Группы— Страховое покрытие Группы может оказаться недостаточным для покрытия убытков от возможных опасностей при эксплуатации и от непредвиденного вмешательства”*.

КОНКУРЕНЦИЯ

С момента обретения независимости в 1991 году, в нефтегазовом секторе Казахстана доминировали крупные западные нефтяные компании, такие как BG Group, Chevron, ENI, Exxon, Shell, Total, Mobil, ЛУКОЙЛ и Техасо, которые приобретают доли в проектах мирового масштаба, таких как ТШО, Порт Каспиан и Карачаганак. Инвестиции азиатских нефтегазовых компаний начались в конце 1990-х во главе с индонезийской компанией Central Asia Petroleum (которая приобрела долю в Мангистаумунайгаз в 1997 г.) и CNPC International (которая приобрела в Актобемунайгаз в 1997 г. и ПетроКазахстан в 2005 г.). CNPC International продолжила усиленное инвестирование в страну, и, помимо прочих, к ней присоединились Inpex, Sinopex и KNOX. ЛУКОЙЛ и Роснефть являлись лидерами инвестирования в Казахстане среди российских нефтегазовых компаний, которые сосредоточились на оффшорных проектах Каспийского моря. В следующей таблице приведен список наименований иностранных инвесторов в различных нефтегазовых компаниях Казахстана с разбивкой по уровню добычи.

Добыча нефти и газа за 2009 год

Добывающая компания	Иностранные инвесторы	(’000 тонн)
1. ТШО (Тенгизшевройл)	Chevron Техасо, ExxonMobil, NC KMG, LukArco	24 530
2. КПО (Карачаганак)	Eni, BG, ChevronТехасо, ЛУКОЙЛ	12 608
3. КазМунайГаз РД.....	Прошла процедуру листинга на Лондонской фондовой бирже	10 455
4. CNPC-Актобемунайгаз	CNPC	6 280
5. Мангистаумунайгаз	CNPC, КазМунайГаз	5 691
6. Тургай Петролеум	CNPCI (через PKZ), ЛУКОЙЛ, КазМунайГаз	3 316
7. PKZ Кумкол	CNPCI (приобрела PKZ)	3 287
8. КазГерМунай	CNPCI (через PKZ), КазМунайГаз	2 698
9. Эмбаумунайгаз	КазМунайГаз РД	1 815
10. Каражанбасмунай	Citic Group, КазМунайГаз	1 717

Примечание: В таблицу не включен Кашаган, который до сих пор находится на стадии разработки. Баррели нефти переведены в тонны с использованием коэффициента конвертации 7,44.

Продажа газа за 2009 год

Добывающая компания	Иностранные инвесторы	(’000’000 кубических метров)
1. ТШО (Тенгизшевройл)	Chevron Техасо, ExxonMobil, NC KMG, LukArco	6 721
2. КПО (Карачаганак)	Eni, BG, ChevronТехасо, ЛУКОЙЛ	9 099
3. КазМунайГаз РД.....	Прошла процедуру листинга на Лондонской фондовой бирже	13
4. CNPC-Актобемунайгаз	CNPC	2 678
5. Мангистаумунайгаз	CNPC, КазМунайГаз	—
6. Тургай Петролеум	CNPCI (через PKZ), ЛУКОЙЛ, КазМунайГаз	—
7. PKZ Кумкол	CNPCI (приобрела PKZ)	—
8. КазГерМунай	CNPCI (через PKZ), КазМунайГаз	124
9. Эмбаумунайгаз	КазМунайГаз РД	—
10. Каражанбасмунай	Citic Group, КазМунайГаз	—

Примечание: Кубические футы газа переведены в кубические метры с использованием коэффициента конвертации 35,3.

См. также раздел “Региональный обзор нефтегазовой отрасли. Приоритетное право государства”.

НОРМАТИВНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ В КАЗАХСТАНЕ

Нормативное регулирование в отношении Жаикмуна можно разделить на три крупные части:

- нормативные требования в отношении прав недропользования;
- нормативные требования в отношении вопросов охраны труда, окружающей среды и техники безопасности; и
- антимонопольные требования

Нормативные требования в отношении прав недропользования в Казахстане

Общие положения

В Казахстане недра и полезные ископаемые, находящиеся в недрах, являются собственностью государства в соответствии с Конституцией Республики Казахстан. Государство обеспечивает доступ к недрам на таких условиях и в таких пределах, которые обозначены в Новом Законе о недрах (как определено и описано ниже). Если иное не предусмотрено законодательством Казахстана и контрактами на недропользование, минеральное сырьё принадлежит недропользователю на праве собственности (либо, в случае государственного предприятия, на праве хозяйственного ведения или оперативного управления). Компетентный орган от имени государства предоставляет права на разведку и добычу. Права недропользования предоставляются на определенный период, но могут быть продлены до истечения срока действия соответствующего контракта и лицензии (если это разрешено), с учетом определенных ограничений и условий. Права недропользования могут быть отозваны Компетентным органом, если, в числе прочего, недропользователи не выполняют своих договорных обязательств, которые могут включать периодическую уплату роялти за пользование недрами и налогов Правительству, а также соблюдение требований в области разработки недр, охраны труда, окружающей среды и техники безопасности.

До августа 1999 г. права недропользования для секторов производства, связанных с углеводородами и разработкой недр, устанавливались посредством предоставления лицензии и подписания контракта на недропользование. В августе 1999 г. в целях упрощения соответствующей процедуры государство отменило данный двухуровневый процесс. Права недропользования в настоящее время устанавливаются только посредством контракта на недропользование, и выдача лицензии при этом не требуется. Жаикмунай использует свои права недропользования в режиме “лицензия - договор”, действовавшем до августа 1999 г. См. раздел “*Коммерческая деятельность — Лицензии и контракты на недропользование*”.

Нормативные требования в отношении прав недропользования

В Казахстане имели место четыре основных этапа регулирования прав недропользования:

- с момента обретения независимости Казахстаном в 1991 г. до августа 1994 г.;
- режим “лицензия-договор” с августа 1994 г. по август 1999 г., который включал в себя два подэтапа: (i) с августа 1994 г. по январь 1996 г. и (ii) с января 1996 г. по август 1999 г.; и
- контрактный режим, который начал действовать в августе 1999 г. и регулировался Старым Законом о недрах (определение и более подробное описание приведены ниже), с периодически вносимыми поправками; и
- действующие нормативные требования в отношении нефтегазового сектора, установленные в соответствии с Новым Законом о недрах, с недавними поправками, внесенными в июне 2010 г.

Старый Закон о недрах и Поправки 1999 года

Правовые рамки, которые ранее регулировали деятельность Жаикмуна в сфере недропользования по СРП, были установлены с принятием Закона Республики Казахстан № 2828 “О недрах и недропользовании” от 27 января 1996 г. (“**Старый Закон о недрах**”). В августе 1999 г. в Старый Закон о недрах были внесены изменения на основании Закона № 467-1 “О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты о недрах и проведении нефтяных операций в Республике Казахстан” (“**Поправки 1999 г.**”). Поправки 1999 г. упростили процесс получения прав на недропользование, позволив

Компетентному органу осуществлять выдачу таких прав на контрактной основе, без необходимости предварительной выдачи лицензии (которая требовалась в рамках предыдущих нормативных требований).

Поправки к Старому Закону о недрах 2004-2005 гг.

В дальнейшем в Старый Закон о недрах были внесены изменения на основании Закона № 2-III о “Внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты о недрах и проведении нефтяных операций” от 1 декабря 2004 г. и Закона № 79-3 “О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты о недрах и проведении нефтяных операций в Республике Казахстан” от 14 октября 2005 г. (**“Поправки 2004-2005 гг.”**). Поправки 2004-2005 гг. предусматривали преимущественное право государства в отношении любой передачи прав недропользования и/или акций или долей в уставном капитале недропользователей и/или любой передачи акций или долей в уставном капитале любого юридического лица, которое может прямо или косвенно определять или оказывать влияние на решения другого юридического лица, обладающего правами недропользования, если основная коммерческая деятельность соответствующей контролирующей организации имеет отношение к недропользованию в Казахстане (**“Преимущественное право государства”**). Это предоставило государству право “первого отказа” (преимущественное право покупки) в отношении любой из подобных передач “на условиях не менее выгодных, чем условия, предложенные другими потенциальными покупателями”.

Поправки 2004-2005 гг. также создали нормативный режим, позволяющий недропользователям закладывать свои права на недропользование.

Поправки 2007 г. к Старому Закону о недрах

В октябре 2007 г. Казахстан принял новое законодательство, вносящее изменения в Старый Закон о недрах (**“Поправки 2007 г.”**). Поправки 2007 г. вступили в силу 3 ноября 2007 г. Поправки 2007 г. ввели концепцию так называемых “участков недр, имеющих стратегическое значение”, список которых был утвержден Компетентным органом 13 августа 2009 г.. Такие изменения предоставили государству право инициировать пересмотр условий контрактов на недропользование и требовать (а) внесения изменений и/или дополнений к контрактам на недропользование в тех случаях, когда деятельность недропользователя на “участках недр, имеющих стратегическое значение” ведет к существенным изменениям экономических интересов государства, ставящим под угрозу национальную безопасность, и (б) расторжения контрактов на недропользование в том случае, когда стороны не заключают соответствующие изменения и/или дополнения к контракту на недропользование в течение шести месяцев с момента согласования с Компетентным органа внесения поправок в контракт для восстановления экономических интересов государства (**“Право пользования участками недр, имеющими стратегическое значение”**).

Отмена Закона о СРП

Закон Республики Казахстан No. 68-III “О соглашениях (контрактах) о разделе продукции при проведении нефтяных операций на море” от 8 июля 2005 г. (**“Закон о СРП”**), который наряду с другими положениями о недрах являлся законом, применяемым к соглашениям о разделе продукции в Казахстане, был отменен в силу введения в действие нового Налогового кодекса 10 декабря 2008 г. Действие Закона о СРП прекращено с 1 января 2009 г. Новый Закон о недрах (определенный ниже) не позволяет государству вступать в новые соглашения о разделе продукции с подрядными организациями.

Новый Закон о недрах

Новый Закон Республики Казахстан “О недрах и недропользовании” (№ 291-IV, от 24 июня 2010 г.) (**“Новый закон о недрах”**) заменил два основных закона, регулирующих отношения государства с недропользователями в нефтегазовом секторе — Старый Закон о недрах и Закон Республики Казахстан “О нефти” (№ 2350, от 28 июня 1995 г., с поправками) (последний дублирует большую часть положений Старого Закона о недрах). Принятие Нового Закона о недрах было нацелено, в том числе, на: (i) объединение существующих совпадающих друг с другом законов и положений в отношении недр и недропользования, включая те, что охватывают нефтегазовую сферу; (ii) разъяснение некоторых неясностей посредством добавления дополнительных процедур (в особенности относящихся к получению от Компетентного органа одобрений/утверждений/разрешений на отступление от требований); и (iii) существенное устранение стабильности условий контрактов на недропользование в будущем.

В соответствии с Новым Законом о недрах права недропользования могут быть постоянными и временными, отчуждаемыми и неотчуждаемыми, платными или бесплатными. Большая часть операций по недропользованию должна производиться на основании временного и платного недропользования (за

исключением добычи общераспространенных полезных ископаемых для собственных нужд недропользователя на участках недр, владение которыми осуществляется на праве собственности или праве пользования, которая должна производиться на правах постоянного и бесплатного недропользования). Права недропользования должны предоставляться в рамках тендера, за рядом исключений.

Права недропользования могут принадлежать казахстанским и иностранным физическим и юридическим лицам. Недропользователю гарантируется защита его прав в соответствии с законодательством Казахстана. Любые изменения и дополнения к законодательству, ухудшающие результаты коммерческой деятельности недропользователя по контрактам на недропользование, не применяются к контрактам на недропользование, заключенным до внесения таких изменений или дополнений. Такие гарантии не распространяются на изменения в законодательстве Казахстана в области национальной безопасности, обороноспособности, охраны окружающей среды, защиты здоровья, регулирования налогообложения и таможенного контроля.

Следующие важные права государства были перенесены из Старого Закона о недрах в Новый Закон о недрах:

Преимущественное право на приобретение полезных ископаемых

Государство обладает преимущественным правом перед другими лицами на приобретение полезных ископаемых недропользователя по ценам, не превышающим цены, применяемые недропользователем при совершении сделок с соответствующими полезными ископаемыми, сложившиеся на дату совершения сделки, за вычетом транспортных расходов и затрат на реализацию.

Право на реквизицию полезных ископаемых

В случае введения чрезвычайного или военного положения государство имеет право реквизиции части или всех полезных ископаемых, принадлежащих недропользователю. Реквизиция может осуществляться в размерах, необходимых для нужд государства, в течение всего срока действия чрезвычайного или военного положения. Реквизиция полезных ископаемых может производиться у любого недропользователя независимо от формы собственности. Государство гарантирует компенсацию за реквизированные полезные ископаемые в натуральной форме или посредством выплаты их стоимости иностранному недропользователю в свободно конвертируемой валюте, а национальному недропользователю – в национальной валюте по ценам, не превышающим цены, применяемые недропользователем при совершении сделок с соответствующими полезными ископаемыми на дату реквизиции, за вычетом транспортных расходов и затрат на реализацию.

Приоритетное право государства

Новый Закон о недрах проводит различия между правами недропользования и объектами, относящимися к правам недропользования (**“Объекты”**), которыми являются доли участия (акции, ценные бумаги, подтверждающие право собственности на акции, ценные бумаги, конвертируемые в акции) в капитале юридического лица, обладающего правом недропользования, а также в капитале юридического лица, которое может прямо и/или косвенно определять и/или влиять на решения, принимаемые недропользователем (**“Контролирующее юридическое лицо”**), если основная деятельность такого Контролирующего юридического лица относится к недропользованию в Республике Казахстан. Концепция приоритетного права государства была перенесена из Старого Закона о недрах в Статью 12 Нового Закона о недрах в отношении как прав недропользования, так и Объектов. Приоритетное право государства имеет обратную силу для всех существующих контрактов, а также распространяется на будущие договоры.

За некоторыми ограниченными исключениями, рассмотренными в разделе *“— Право предоставления разрешения на передачу прав недропользования и Объектов, связанных с правами недропользования”*, отказ государства от приоритетного права государства должен быть получен в отношении любой передачи прав недропользования или Объектов.

Приоритетное право государства также распространяется на любые первичные открытые размещения акций на организованных рынках ценных бумаг или иных ценных бумаг, подтверждающих право собственности на акции, либо ценные бумаги, конвертируемые в акции, в капитале любого юридического лица-недропользователя или Контролирующего юридического лица, включая первичные открытые размещения дополнительно выпущенных ценных бумаг таких юридических лиц на организованном рынке ценных бумаг. Кроме того, за исключением определенных обстоятельств, описанных ниже, такие открытые размещения акций требуют разрешения Компетентного органа, которое выдается в соответствии с положениями Нового Закона о недрах.

Право предоставления разрешения на передачу прав недропользования и Объектов, связанных с правами недропользования

Право недропользования (или его часть) и Объекты могут быть переданы, в том числе в случае обращения взыскания на такие права (включая случаи обращения взыскания на заложенное имущество), с разрешения Компетентного органа в соответствии с процедурой, установленной статьей 37 Нового Закона о недрах.

Кредит, обеспеченный залогом права недропользования, должен использоваться исключительно в целях недропользования или для реорганизации или перемещения недропользователя в пределах контрактной территории согласно соответствующему контракту на недропользование, самим недропользователем или его 100%-ной дочерней компанией.

Первичное открытое размещение акций на организованных рынках ценных бумаг или иных ценных бумаг, подтверждающих право собственности на акции, либо ценных бумаг, конвертируемых в акции, юридического лица-недропользователя или Контролирующего юридического лица, включая размещения дополнительно выпущенных ценных бумаг таких юридических лиц на организованном рынке ценных бумаг, требуют получения разрешения от Компетентного органа. Тем не менее, одобрение Компетентного органа не требуется в случаях:

- совершения сделок по отчуждению акций или иных ценных бумаг, подтверждающих право собственности на акции, либо ценных бумаг, конвертируемых в акции, обращающихся на организованном рынке ценных бумаг юридического лица, обладающего правом недропользования, или Контролирующего юридического лица;
- передачи всего или части права недропользования и/или Объектов:
 - пользу дочерней организации, в которой не менее девяноста девяти процентов доли участия (пакета акций) прямо или косвенно принадлежит недропользователю, при условии, что такая дочерняя организация не зарегистрирована в государстве с льготным налогообложением (так называемых “оффшорных юрисдикциях черного списка”);
 - между юридическими лицами, в каждом из которых не менее девяноста девяти процентов долей участия (пакетов акций) прямо или косвенно принадлежат одному и тому же лицу, при условии, что приобретатель всего или части права недропользования и/или Объектов не зарегистрирован в государстве с льготным налогообложением; и
- передачи акций (долей участия) в юридическом лице, являющемся недропользователем, если в результате такой передачи лицо приобретает право прямо или косвенно (через третьих лиц) распоряжаться менее чем 0,1 процента доли участия (пакета акций) в уставном капитале юридического лица-недропользователя.

В таких случаях отказ государства от приоритетного права также не требуется.

Хотя Новый Закон о недрах отчасти проясняет процедуры, относящиеся к получению отказа со стороны государства от приоритетных прав и разрешения (а также регистрации, по необходимости) от Компетентного органа, такие процедуры во многих аспектах остаются неясными, и Новый Закон о недрах остается неопробованным в данном отношении. Также не вполне ясно, сколько времени потребуются для получения отказа со стороны государства от приоритетных прав и разрешения Компетентного органа, но, похоже, получение необходимых разрешений может оказаться длительной процедурой (например, может занять несколько месяцев).

Если государство примет решение воспользоваться приоритетным правом на приобретение права недропользования или Объектов, то такое право недропользования или Объекты должны быть приобретены в течение не более шести месяцев с момента принятия данного решения государством.

Разрешение на залог прав недропользования и Объектов

Новый Закон о недрах прямо предусматривает, что залог прав недропользования и Объектов допускается только с разрешения Компетентного органа. Залогодатель прав недропользования и Объектов несет ответственность за получение одобрения Компетентного органа, которое должно быть получено в порядке и в соответствии с процедурами, предусмотренными Новым Законом о недрах для получения разрешения Компетентного органа на передачу прав недропользования и/или Объектов. Любые сделки или другие

действия, относящиеся к данному предмету, осуществленные без разрешения Компетентного органа на залог, будут считаться недействительными с момента их заключения или выполнения.

Прекращение действия контрактов на недропользование

В соответствии со статьей 72.3 Нового закона о недрах Компетентный орган вправе в одностороннем порядке досрочно прекратить действие контракта на недропользование в следующих случаях:

- (1) при неустранении недропользователем в указанный в уведомлении Компетентного органа срок более двух нарушений обязательств, установленных контрактом на недропользование либо проектными документами; и
- (2) при передаче недропользователем права недропользования и/или Объектов без разрешения Компетентного органа в случаях, когда такое разрешение требуется в соответствии с Новым Законом о недрах.

Поправки к контрактам на недропользование в отношении прав пользования участками недр, имеющими стратегическое значение

Также как и Старый Закон о недрах, Новый Закон о недрах предоставляет государству право инициировать пересмотр условий контракта на недропользование и требовать внесения изменений и/или дополнений в контракты на недропользование в тех случаях, когда действия недропользователя при проведении операций по недропользованию в отношении *“участков недр, имеющих стратегическое значение”*, приводят к изменению экономических интересов государства, создающему угрозу национальной безопасности, и, при таких обстоятельствах, государство вправе в одностороннем порядке досрочно прекратить действие контракта, если:

- (1) в срок до двух месяцев со дня получения уведомления от Компетентного органа об изменении и (или) дополнении условий контракта недропользователь письменно не подтвердит свое согласие на ведение переговоров по изменению и (или) дополнению условий контракта либо откажется от их ведения;
- (2) в срок до четырех месяцев с даты получения согласия недропользователя на ведение переговоров по изменению и (или) дополнению условий контракта недропользователь и Компетентный орган не достигнут соглашения по изменению и (или) дополнению условий контракта; или
- (3) в срок до шести месяцев с даты достижения согласованного решения по восстановлению экономических интересов государства стороны не подпишут изменения и (или) дополнения в условия контракта, отражающие результаты данных переговоров.

В отличие от Старого Закона о недрах, Новый Закон о недрах прямо предусматривает, что изменения и/или дополнения к контракту на недропользование могут также быть инициированы в отношении ранее заключенных контрактов.

Также как и в соответствии со Старым Законом о недрах, Новый Закон о недрах предусматривает, что изменения могут также быть внесены в контракт по взаимной договоренности сторон в соответствии с законодательством Казахстана и положениями контракта.

Повторяя Старый Закон о недрах, Новый Закон о недрах в целом обязывает недропользователей соблюдать требования относительно доли местного участия, включая требования об использовании казахстанских поставщиков и персонала. Данные общие требования должны быть детально оговорены в контрактах на недропользование. Кроме того, Новый Закон о недрах предпринимает попытку распространить на контракты на недропользование, заключенные до вступления в силу Нового Закона о недрах, некоторые положения, касающиеся требований о предоставлении отчетности по казахстанскому участию. Так как СРП не включает в прямой форме данные положения, Группа в настоящее время не предоставляет информацию в соответствии с требованиями о предоставлении такой отчетности. См. раздел *“Факторы риска — Группа, возможно, не сможет выполнять свои обязательства по СРП и Лицензии”* и *“Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства”*.

Компетентный орган и другие регулирующие органы

Общие положения

Государство играет роль в четырех областях управления недрами. В первую очередь, государство несет ответственность, среди прочего, за организацию и управление принадлежащими ему запасами, определение участков недр, подлежащих выставлению на конкурс, установление ограничений и запретов на пользование недрами в целях обеспечения национальной безопасности, безопасности населения и охраны окружающей среды, определение порядка заключения контрактов, утверждение модельных контрактов, назначение Компетентного органа и Уполномоченного органа в области нефти и газа, регулирование экспорта нефти, в том числе путем утверждения (изменения) таможенных, защитных, антидемпинговых и компенсационных пошлин, квот на экспорт нефти, установление количественных ограничений (квот) на транспортировку нефти различными видами транспорта, утверждение состава Межведомственной комиссии по вопросам осуществления приоритетного права государства и утверждение ряда нормативных законодательных актов в сфере нефти и газа. Во-вторых, Государство заключает, исполняет и осуществляет мониторинг и контроль за соблюдением выполнения контрактов на недропользование через Компетентный орган (в настоящее время МНГ), у которого имеются полномочия по заключению и исполнению нефтегазовых контрактов, и через ряд других государственных органов. В-третьих, приоритетные права государства осуществляются через национальный управляющий холдинг (АО «Национальный управляющий холдинг «Самрук Казына»), государственную компанию (АО «Национальная Компания «КазМунайГаз») и уполномоченные государственные органы. И, наконец, местные исполнительные органы несут ответственность, в числе прочего, за предоставление недропользователям земельных участков, осуществление контроля за охраной земельных участков и участие в переговорах с недропользователями по вопросам защиты окружающей среды и социальной защиты.

Министерство нефти и газа (“МНГ”)

В соответствии с постановлениями Правительства, принятыми в 2010 г., МНГ является Компетентным органом и Уполномоченным органом в области нефти и газа. В соответствии с Новым Законом о недрах и другим действующим законодательством, МНГ, среди прочего, несет ответственность за:

- реализацию государственной политики в области нефти и газа, транспортировки в нефтехимической и углеводородной промышленности;
- представление интересов государства в соглашениях о разделе продукции;
- организацию конкурсов для предоставления прав недропользования для разведки и добычи нефти и газа и подготовку списков участников конкурса для рассмотрения и утверждения Правительством;
- заключение и регистрацию нефтегазовых контрактов;
- утверждение рабочих программ и ежегодных рабочих программ, относящихся к нефтегазовым контрактам;
- проверку соблюдения условий нефтегазовых контрактов;
- выдачу разрешений на передачу прав недропользования и регистрацию сделок, связанных с залогом прав недропользования, в части, касающейся нефтегазовых проектов;
- приостановку и прекращение действия контрактов на недропользование в области нефти и газа в соответствии с порядком, предусмотренным Новым Законом о недрах;
- регулирование (совместно с Антимонопольным органом) деятельности естественных монополий и соответствующих инвестиционных программ;
- определение объемов нефти и газа, которые должны быть поставлены недропользователями на внутренний рынок;
- принятие мер по обеспечению равноценного доступа недропользователей к магистральным трубопроводам;

- проверку соблюдения нефтегазовыми недропользователями требований о закупке определенного количества товаров и услуг у местных поставщиков;
- утверждение программ утилизации газа; и
- выпуск разрешений на использование денежных средств из ликвидационного фонда.

Другие регулирующие органы

Другие правительственные министерства и полномочные органы, регулирующие вопросы добычи углеводородов в Казахстане, включают:

- Министерство охраны окружающей среды (“МООС”), отвечающее за защиту окружающей среды и сохранение минеральных ресурсов;
- Министерство индустрии и новых технологий (“МИНТ”), являющееся компетентным государственным органом в области геологических исследований и недропользования, чей Комитет по стандартизации, метрологии и сертификации контролирует соответствие нефтегазового оборудования казахстанским стандартам качества и безопасности;
- Министерство чрезвычайных ситуаций, которое, среди прочего, контролирует добычу полезных ископаемых и чей Комитет по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью (при Министерстве чрезвычайных ситуаций) (“КГКЧС”), среди прочего, контролирует вопросы здоровья и техники безопасности;
- различные правительственные полномочные органы, ответственные за утверждение строительных проектов и использование водных и земельных ресурсов;
- Комитет государственного санитарно-эпидемиологического надзора при Министерстве здравоохранения, ответственный за осуществление контроля за соблюдением стандартов здоровья;
- Министерство труда и социальной защиты населения, ответственное за расследование трудовых споров и жалоб отдельных работников и контролирующее выполнение обязательств недропользователями в отношении приема на работу определенного минимального процента граждан Казахстана;
- региональные и муниципальные регулирующие органы, ответственные за регистрацию имущества, залогов и закладных; и
- государственные и местные налоговые органы.

Разрешения на природопользование

Природоохранное разрешение (“ПР”) было введено как правительственная мера для регулирования уровня загрязнений. ПР является специальным разрешением, предоставляющим недропользователю временное право осуществлять сбросы и выбросы в атмосферу и производить сброс отходов в поверхностные и подземные воды. ПР содержит условия, регулирующие вопросы воздействия недропользователя на окружающую среду. Обязанность получения ПР возникает не только в связи с требованиями закона, но и также и по условиям СРП. Компании, деятельность которых влияет на окружающую среду (посредством загрязнения, сбросов и выбросов отходов *и т.д.*), обязаны получить ПР. В зависимости от объемов загрязнений, выпускаемых в атмосферу, ПР выдается сроком от трех до пяти лет либо региональным органом охраны окружающей среды, либо МООС. Размер выплат за загрязнение окружающей среды устанавливается Налоговым кодексом Казахстана и может быть увеличен (в определенных пределах) представительными органами на местах (*Маслихат*). Наличие ПР не освобождает недропользователя от ответственности за выплату компенсаций за нанесение ущерба окружающей среде, вызванного деятельностью недропользователя, или от административной и уголовной ответственности.

В настоящее время Жаикмунай имеет ПР, выданное МООС 13 июня 2008 г., которое действует до 31 декабря 2010 г., при условии соблюдения Жаикмунаем требований природоохранного законодательства, а также условий ПР.

В феврале 2009 года Правительство ратифицировало Киотский протокол к Рамочной конвенции ООН об изменении климата (“**Киотский протокол**”). Ожидается, что ратификация Киотского протокола,

нацеленного на ограничение или прекращение выброса парниковых газов, таких как углекислый газ, будет иметь воздействие на законодательство Казахстана в области охраны окружающей среды. Влияние такой ратификации в других странах до сих пор остается неясным; соответствующим образом, потенциальные затраты на соблюдение требований Киотского протокола пока неизвестны. Природоохранное законодательство уже требует, чтобы привлечения к ответственности юридических лиц, осуществляющих выбросы парниковых газов в атмосферу и использующих озоноразрушающие вещества. Однако, возможным последствием ратификации Киотского протокола будет не только увеличение затрат на электричество и транспортировку, повышение уровня ограничений, установленных в отношении уровня выбросов, установление дополнительных пошлин на выбросы сверх допустимых значений, увеличение расходов на осуществление мониторинга, предоставление отчетов и составление финансовой отчетности, но также и возможное изменение политики и процедур, касающихся выдачи ПР.

Разрешения на водопользование

Водный кодекс от 9 июля 2003 г. № 481 (**“Водный кодекс”**) нацелен на внедрение государственной политики в отношении использования и защиты водных ресурсов. Водный кодекс устанавливает обязательства в сфере использования водных ресурсов и сброса определенных материалов в воду на основании Разрешений на водопользование (**“РВП”**). Жаикмунай получил РВП на разведку и добычу промышленно-технических подземных вод 28 августа 2008 г. См. раздел *“Факторы риска—Группе необходимы поставки значительных объемов воды с тем, чтобы вести свою коммерческую деятельность, и неполучение воды в нужных объемах может неблагоприятно повлиять на коммерческую деятельность Группы”*. РВП может быть отозвано в случае нарушения условий специального водопользования, определенных в РВП. Такие условия включают осуществление контроля за качеством подземных вод, предоставление статистических отчетов и отчетов о результатах мониторинга, соблюдение требований, касающихся охраны водных ресурсов в ходе добычи полезных ископаемых и проверки оборудования. В случае изменения обстоятельств, связанных с использованием Жаикмунаем водных ресурсов (например, в связи с бурением новых скважин, качеством подземных вод или ограничениями на извлечение воды), Жаикмунай обязан согласовать такие изменения с соответствующими государственными органами, такими как региональный департамент охраны окружающей среды, региональная санитарно-эпидемиологическая служба, региональный департамент экономики и Запказнедра. Срок действия РВП может быть продлен при условии соблюдения требований, определенных в соответствующем РВП. Действующее РВП, выданное Жаикмунаю, позволяет Группе использовать около половины от требуемого объема водопользования после достижения полной производственной мощности. Соответственно, Группе необходимо будет получить дополнительные РВП, и она намеревается обратиться за такими дополнительными РВП в соответствующее время.

Контроль за соблюдением законодательства

Статья 116 Экологического кодекса (от 9 января 2007 г., с поправками) (**“Экологический кодекс”**) определяет, какие государственные должностные лица несут ответственность за проверку соблюдения требований законодательства об охране окружающей среды и их исполнение. Такие должностные лица включают Главного государственного экологического инспектора, заместителя Главного государственного экологического инспектора и старших государственных экологических инспекторов, представляющих глав и заместителей глав департаментов и подразделений МООС. Кроме этого, областные природоохранные прокуроры имеют полномочия по осуществлению контроля за соблюдением требований законодательства об охране окружающей среды и возбуждению судебных процессов.

Статья 117 Экологического кодекса предоставляет соответствующим государственным должностным лицам следующие полномочия для обеспечения соблюдения мер по охране окружающей среды:

- входить на территорию соответствующих объектов, делать необходимые измерения, брать пробы и анализировать их;
- запрашивать и получать документацию, результаты анализов и иные материалы;
- вносить предложения по (i) приостановлению или лишению лицензий, (ii) расторжению договора (контракта) на использование и изъятие природных ресурсов и (iii) приостановление и аннулирование экологических и иных разрешений на природопользование в случае нарушений природопользователем экологических норм и требований;
- выносить предписания физическим и юридическим лицам об устранении нарушений экологического законодательства Республики Казахстан;

- предъявлять в суд иски в связи с нарушением законодательства Республики Казахстан; и
- вносить компетентному органу предложения о прекращении действия контракта на проведение операций по недропользованию при определенных обстоятельствах.

Исковая давность по судебным разбирательствам

Предельный срок для возбуждения гражданского судопроизводства за нарушение требований охраны окружающей среды регулируется общими положениями об исковой давности по законодательству Казахстана, в частности, статьей 178 Гражданского кодекса, предусматривающей 3-летний срок исковой давности. Указанное ограничение не распространяется на уголовные и административные обвинения, связанные с нарушением требований охраны окружающей среды.

Соблюдение природоохранного законодательства

На Жаикмунай распространяется действие различных законов, нормативных актов и требований Республики Казахстан, в области охраны окружающей среды, регулирующих вопросы выбросов вредных веществ в атмосферу, водопользования и сбросов вредных веществ в воду, утилизации отходами, воздействия на живую природу, а также использования и рекультивации земель. Кроме того, СРП прямо предусматривает, что работы Жаикмуная должны проводиться в соответствии с действующими законами и нормативными актами Республики Казахстан. По общему правилу, казахстанские нефтегазовые компании обязаны производить отчисления в ликвидационный фонд. См. раздел *“Факторы риска — Группа, возможно, не сможет выполнять свои обязательства по СРП и Лицензии”*.

Когда Жаикмунай начнет коммерческое производство газа, вся остаточная сера должна будет храниться в соответствии с природоохранным законодательством Республики Казахстан, и Группа будет искать рынок сбыта для данного побочного продукта с целью получения дополнительной прибыли.

Контракты на недропользование, предоставленные Компетентным органом, обычно налагают определенные природоохранные обязательства, и СРП также содержит такие обязательства, которые Группа обязана соблюдать. Санкции за несоблюдение таких обязательств могут быть существенным, включая штрафы или даже приостановку и прекращение действия СРП.

Жаикмунай должен обратиться в МООС для получения ПР с указанием максимальных значений выбросов в атмосферу, выбросов отходов в воду, а также городских и промышленных отходов, которые разрешается осуществлять Жаикмунаю.

Каждые пять лет Жаикмунай предоставляет МООС и другим соответствующим органам на рассмотрение и утверждение свой пятилетний прогноз по выбросам. Жаикмунай ежегодно пересматривает данные прогнозы для учета любых изменений в производственной деятельности и обстоятельствах.

В соответствии с отчетом по результатам комплексной проверки АМЕС Earth & Environmental UK Ltd. (“АМЕС”) “Разведка и расширение производственного объекта—Чинаревское месторождение, Казахстан” от 15 июня 2009 г., подготовленным по запросу Жаикмуная, Жаикмунай по большей части соблюдает государственные и международные положения и стандарты, связанные с добычей нефти и газа на суше. Были выявлены лишь небольшие сферы нарушения, связанные с хранением опасных материалов, хранением опасных отходов, испытанием радиоактивных отходов и установлением защитных ограждений. Согласно АМЕС, данные области несоответствия носят общий характер и не требуют сложных мер по ликвидации.

АМЕС отметили, что в ходе проведения проверки со стороны МООС в 2009 г. было выявлено два нарушения, связанных со смешением опасных отходов с бытовыми отходами и сжиганием бытовых отходов. В отношении таких нарушений АМЕС рекомендовали Жаикмунаю принять обязательные меры для обеспечения соблюдения положений руководства МФК по ОТ, ТБ и ООС в области освоения нефтегазовых месторождений на суше (2007).

Соблюдение норм охраны труда и техники безопасности

Нефтегазовые работы в Казахстане регулируются ГКГЧС в части, касающейся отраслевых требований к охране здоровья и технике безопасности. Более того, постановления Правительства 1996 г. установили обязательные стандарты для обеспечения соблюдения требований к охране здоровья и технике безопасности. В рамках процесса оценки мер обеспечения охраны здоровья и соблюдения техники безопасности, проведенного в июне 2009 г., АМЕС подтвердили, что Жаикмунай соответствует стандартам

здоровья и техники безопасности, установленным для нефтегазовой промышленности Казахстана. Оценка деятельности Жаикмунай с точки зрения обеспечения охраны здоровья и соблюдения техники безопасности, проведенная АМЕС, не выявила серьезных вопросов, связанных с текущей деятельностью компании, за исключением проведения исследования подверженности персонала радиоактивному воздействию, которое уже было запланировано на 2009 г. По заключению АМЕС, Жаикмунай был признан соответствующим нормам Положения об инспекции предприятий нефтегазовой отрасли 1996 г.

На деятельность Жаикмунай распространяется действие законов, нормативных актов и иных требований, касающихся охраны здоровья и соблюдения техники безопасности, которые применяются к нефтегазовым компаниям, работающим в Казахстане и регулируются государственными органами, включая Министерство труда и социальной защиты населения. Кроме того, в соответствии с СРП деятельность Жаикмунай должна осуществляться в соответствии с применимыми требованиями в области охраны здоровья и техники безопасности. В соответствии с нормативными актами Республики Казахстан Жаикмунай получает сертификат по охране труда и технике безопасности один раз в три года.

Страхование

Законодательство Казахстана устанавливает ряд обязательных договоров страхования, которые должны быть заключены любыми лицами, осуществляющими определенные виды деятельности. На дату настоящего Меморандума о предложении Группа заключила и соблюдает все обязательные договоры страхования, требуемые в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Следующие виды обязательного страхования применяются к магистральному нефтепроводу в соответствии с законодательством Казахстана:

Страхование гражданско-правовой ответственности работодателя

В соответствии с Законом Республики Казахстан “Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности работодателя за причинение вреда жизни и здоровью работника при исполнении им трудовых (служебных) обязанностей” (№ 30-III, от 7 февраля 2005 г., с поправками), с 1 июля 2005 г. все работодатели обязаны застраховывать свою ответственность за причинение вреда жизни и здоровью работника при исполнении им трудовых (служебных) обязанностей.

Страхование гражданско-правовой ответственности владельцев транспортных средств

В соответствии с Законом Республики Казахстан “Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности владельцев транспортных средств” (№ N 446-II, от 1 июля 2003 г., с поправками), обязательному страхованию подлежит гражданско-правовая ответственность владельцев легковых, грузовых автомобилей, автобусов, микроавтобусов и транспортных средств, построенных на их базе, мототранспорта и прицепов (полуприцепов) к ним, и использование транспортных средств без такого страхования запрещено.

Экологическое страхование

В соответствии с Законом Республики Казахстан “Об обязательном экологическом страховании” (№ 93-III, от 13 декабря 2005 г., с поправками), любое лицо, осуществляющий экологически опасные виды деятельности, обязано застраховывать риски, связанные с такой деятельностью. Договор обязательного экологического страхования должен покрывать риски причинения вреда жизни, здоровью, имуществу третьих лиц и (или) окружающей среде в результате экологически опасных и других видов деятельности (за исключением выплат за причинение морального вреда, упущенную выгоду и уплату пени).

В соответствии со статьей 7 Перечня экологически опасных видов хозяйственной и иной деятельности, утвержденного Постановлением Правительства “Об утверждении перечня экологически опасных видов хозяйственной и иной деятельности ” (№ 543, от 27 июня 2007 г.), (i) добыча нефти и природного газа в коммерческих целях, (ii) хранение нефти, нефтехимических или химических продуктов и (iii) эксплуатация трубопроводов для транспортировки газа, нефти или химикатов относятся к экологически опасным видам хозяйственной деятельности.

Страхование гражданско-правовой ответственности владельцев опасных производственных объектов

В соответствии с Законом Республики Казахстан “О промышленной безопасности на опасных производственных объектах” (от 3 апреля 2002 г., №. 314-II) и Законом Республики Казахстан “Об

обязательном страховании гражданско-правовой ответственности владельцев объектов, деятельность которых связана с опасностью причинения вреда третьим лицам” (№ 580-II, от 7 июля 2004 г., с поправками), компании обязаны страховать риски, связанные с эксплуатацией их опасных производственных объектов. К опасным производственным объектам относятся объекты, на которых производится, используется, перерабатывается, образуется, хранится, транспортируется, уничтожается хотя бы одно из следующих опасных веществ: воспламеняющиеся вещества, взрывчатые вещества, горючие вещества, окисляющие вещества, токсичные вещества, высокотоксичные вещества и иные опасные вещества согласно законодательству.

В соответствии с Правилами регистрации в государственном реестре объектов, деятельность которых связана с опасностью причинения вреда третьим лицам, утвержденными соответствующим Постановлением Правительства (№ 1346, от 21 декабря 2004 г.), регистрации в указанном реестре подлежат владельцы объектов, на которых добываются, производятся, хранятся, используются, транспортируются опасные вещества (воспламеняющиеся, окисляющие, горючие вещества, включая те, которые используются в технологических процессах, и т.д.).

Информация о договорах страхования, заключенных Жаикмунаем, приведены в разделе “*Коммерческая деятельность—Страхование*”.

Лицензирование операций по недропользованию, хранения и транспортировки по трубопроводу

9 августа 2007 года вступил в силу новый Закон Казахстана “О лицензировании” (“**Закон о лицензировании**”). В соответствии с Законом о лицензировании добыча нефти и газа, хранение нефти и газа и транспортировка по трубопроводу являются лицензированными видами деятельности. Операции по недропользованию (такие как бурение нефтяных и газовых скважин и другие относящиеся к этой сфере операции) также подлежат лицензированию.

Лицензия не может передаваться от существующего объекта другому объекту. Лицензия выдается на неограниченный срок. Лицензия выдается соответствующим компетентным органом (в настоящее время, МНГ) после предоставления необходимой документации и уплаты пошлины.

Лицензия может быть приостановлена или отозвана в том случае, если установлено несоответствие владельца лицензии квалификационным требованиям, включая, помимо прочего, отсутствие квалифицированного персонала или соответствующего оборудования.

Если юридическое лицо осуществляет деятельность без соответствующей лицензии, требуемой в соответствии с Законом о лицензировании, такой субъект и его руководство могут быть привлечены к административной и уголовной ответственности.

Жаикмунай не должен получать лицензии, так как он привлекает на условиях подряда лицензированных третьих лиц, выполняющих буровые работы на Чинаревском месторождении.

Тем не менее, Жаикмунай имеет лицензии на следующие виды деятельности:

- эксплуатацию объектов хранения газа, нефти и нефтепродуктов, магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов (Государственная лицензия № 000288, от 19 февраля 2009 г.);
- монтаж и ремонт нефтегазопромыслового, энергетического оборудования, взрывозащищенного электротехнического оборудования, подъемных сооружений, а также котлов с рабочим давлением выше 0,7 кг/см² и температурой теплоносителя выше 115оС, сосудов и трубопроводов, работающих под давлением выше 0,7 кг/см² (Государственная лицензия № 002596); и
- добычу полезных ископаемых (Государственная лицензия № 002596, выдана 19 февраля 2009 г.).

Экспортные пошлины на нефть и газ

Несмотря на то что в соответствии с Налоговым кодексом 2009 г. экспортная пошлина на сырую нефть была фактически заменена на рентный налог на экспорт, Правительство в 2010 г. заново ввело экспортную пошлину на экспорт сырой нефти, как оно это сделало в 2008 г.

15 октября 2005 г. Правительство приняло Постановление (№ 1036) об утверждении перечня определенных нефтепродуктов, облагаемых экспортной пошлиной (“**Постановление ЭП**”). Первоначально, одной из целей

Постановление ЭП являлось стимулирование развития внутренних нефтеочистительных/нефтеперерабатывающих производств. В соответствии с изменениями, внесенными в Постановление ЭП 8 апреля 2008 г., в перечень нефтепродуктов, подпадающих под действие Постановления ЭП, была включена “сырая нефть”. Изменения, внесенные в Постановление ЭП в апреле 2008 г., установили ставку таможенной пошлины в размере 109,91 долл. США за тонну экспортируемой сырой нефти. В соответствии с изменениями к Постановлению ЭП от 29 августа 2008 г. указанная ставка была увеличена до 203,8 долл. США за тонну экспортируемой сырой нефти, с последующим снижением ставки до 139,79 долл. США за тонну экспортируемой сырой нефти с 5 декабря 2008 г. 24 декабря 2008 г. указанная была установлена “нулевая” ставка. Хотя установление “нулевой” ставки было объяснено как принятие одной из антикризисных мер, многие недропользователи заявили, что их контракты на недропользование были стабилизированы в отношении режима обложения налоговыми и таможенными пошлинами и что в результате этого в любом случае пошлина не должна на них распространяться.

В соответствии с последними изменениями в Постановление ЭП (внесенными Постановлением Правительства № 709 от 13 июля 2010 г., которое вступило в силу 15 августа 2010 г.), ставка за экспортируемую сырую нефть была зафиксирована в размере 20 долл. США за тонну. Изменения в Постановление ЭП, принятые в 2010 г., предусматривают, что экспортные пошлины на сырую нефть не применяются в отношении (i) вывоза недропользователями сырой нефти, добытой ими по соглашениям (контрактам) о разделе продукции, заключенным с Правительством Республики Казахстан или компетентным органом до 1 января 2009 года и прошедшим обязательную налоговую экспертизу, в которых предусмотрено освобождение от уплаты вывозных таможенных пошлин на сырую нефть, и (ii) вывоза недропользователями сырой нефти, добытой ими по контрактам на недропользование, в которых предусмотрено освобождение от уплаты вывозных таможенных пошлин на сырую нефть, не являющимся соглашениями (контрактами) о разделе продукции, за исключением сырой нефти, вывозимой недропользователями, осуществляющими уплату роялти. Жаикмунай обратился в Министерство финансов и Министерство нефти и газа с письменным заявлением о том, что в соответствии с условиями заключенного им СРП Жаикмунай не подлежит обложению такой экспортной пошлиной, и с обжалованием применения к нему данной пошлины. Тем не менее, до настоящего времени Жаикмунай не получил какого-либо ответа на свое письмо от Министерства нефти и газа, и Министерство финансов продолжает предпринимать попытку принудить Жаикмунай уплачивать такую экспортную пошлину. Более того, было сообщено, что такая экспортная пошлина будет увеличена до 40 долл. США за тонну сырой нефти в январе 2011 г. См. раздел *“Факторы риска — Налоговый режим, в рамках которого действует Группа, не вполне определен, что может приводить к спорам с регулируемыми органами”*.

Антимонопольное регулирование

Антимонопольное агентство отвечает за осуществление контроля за конкуренцией в нефтегазовой отрасли. Оно регулирует конкурентное поведение юридических лиц, не являющихся естественными монополиями, и осуществляет надзор за юридическими лицами, занимающими доминирующее положение на конкретном товарном рынке. Антимонопольное агентство также ведет журнал учета юридических лиц, занимающих доминирующее положение на рынке.

В соответствии с Законом Республики Казахстан «О конкуренции» (от 25 декабря 2008 г.) (**“Закон о конкуренции”**), компания считается занимающей доминирующее положение, если ее доля на соответствующем товарном рынке составляет тридцать пять и более процентов. Кроме того, если совокупная доля не более чем трех субъектов рынка составляет пятьдесят и более процентов или если совокупная доля не более чем четырех субъектов рынка составляет семьдесят и более процентов, каждый из таких субъектов считается занимающим доминирующее положение на соответствующем рынке, при условии, что если рыночная доля субъекта не превышает 15%, такой субъект не может считаться занимающим доминирующее положение на рынке.

В соответствии с Законом о конкуренции, следующие сделки требуют одобрения со стороны Антимонопольного агентства:

- реорганизация субъекта рынка путем слияния или присоединения;
- приобретение лицом (группой лиц) голосующих акций (долей участия, паев) в уставном капитале субъекта рынка, при котором такое лицо (группа лиц) получает право распоряжаться более чем 25% указанных акций (долей участия, паев), если до приобретения такое лицо (группа лиц) не распоряжалось акциями (долями участия, паями) данного субъекта рынка или распоряжалось двадцатью пятью или менее процентами голосующих акций (долей участия, паев) в уставном капитале указанного субъекта рынка;

- получение в собственность, владение и пользование, в том числе в счет оплаты (передачи) уставного капитала, субъектом рынка (группой лиц) основных производственных средств и (или) нематериальных активов другого субъекта рынка, если балансовая стоимость имущества, составляющего предмет сделки (взаимосвязанных сделок), превышает 10% балансовой стоимости основных производственных средств и нематериальных активов субъекта рынка, отчуждающего или передающего имущество;
- приобретение субъектом рынка прав (в том числе на основании договора о доверительном управлении, договора о совместной деятельности, договора поручения), позволяющих давать обязательные для исполнения указания другому субъекту рынка при ведении им предпринимательской деятельности либо осуществлять функции его исполнительного органа;
- участие одних и тех же физических лиц в исполнительных органах, советах директоров, наблюдательных советах или других органах управления двух и более субъектов рынка при условии определения указанными физическими лицами в данных субъектах условия ведения их предпринимательской деятельности (“Сделки”).

Сделки, заключенные внутри одной группы лиц, не требуют одобрения со стороны Антимонопольного агентства.

В целом, Антимонопольное агентство должно одобрить Сделку(-и), если совокупная балансовая стоимость активов реорганизуемых субъектов рынка (группы лиц) или приобретателя (группы лиц), а также субъекта рынка, акции (доли участия, паи) с правом голоса в уставном капитале которого приобретаются, или их совокупный объем реализации товаров за последний финансовый год превышает в два миллиона раз размер месячного расчетного показателя, действующего на дату подачи ходатайства (что в настоящее время составляет приблизительно 19 млн. долл. США), или одним из лиц, участвующих в сделке, является субъект рынка, занимающий доминирующее или монопольное положение на соответствующем товарном рынке.

В целом, за получение предварительного согласия Антимонопольного агентства отвечает покупатель, приобретающий акции (доли участия, облигации), основные производственные активы, нематериальные активы или соответствующие права.

Сделка, совершенная без необходимого предварительного согласия Антимонопольного агентства, может быть признана недействительной. Антимонопольное агентство обычно применяет меры в отношении соответствующей компании.

На компанию, осуществляющую экономическую концентрацию без соответствующего согласия Антимонопольного агентства в нарушение Закона о конкуренции, могут быть наложены административные штрафы и взыскания.

Государственная регистрация, перерегистрация субъекта рынка, прав на недвижимое имущество и сделок с ним, осуществленные в нарушение вышеуказанных требований Закона о конкуренции, могут быть признаны в судебном порядке незаконными и отменяются по иску Антимонопольного агентства. См. раздел *“Факторы риска — Факторы риска, относящиеся к Казахстану – Приобретение Жаикмунай компанией Thyler может быть оспорено казахстанским антимонопольным органом”*.

ДИРЕКТОРА И ВЫСШЕЕ РУКОВОДСТВО

Соглашение о партнерстве предусматривает, что управление коммерческой деятельностью Zhaikmunai L.P. осуществляется генеральным партнером, а не советом директоров или должностными лицами. Генеральным партнером является ZGL, компания с ограниченной ответственностью по законодательству острова Мэн, принадлежащая компании Thyler. В ZGL сформирован совет директоров (“Совет”), включающий следующих членов.

Совет директоров

Фрэнк Монстрей был назначен директором ZGL 16 ноября 2007 г. и находился в должности председателя совета директоров ZGL, Генерального партнера Zhaikmunai L.P., с сентября 2004 г. С 1991 г. г-н Монстрей являлся Главным исполнительным директором Probel, компании прямого инвестирования и управления активами, расположенной в Бельгии и специализирующейся на долгосрочном управлении капиталом на развивающихся рынках. Г-н Монстрей имеет учёную степень в области экономики бизнеса, полученную в Лувенском университете (KUL).

Кай-Уве Кессель был назначен директором ZGL 16 ноября 2007 г. и являлся Главным исполнительным директором ZGL, Генерального партнера Zhaikmunai L.P., с ноября 2004 г. С 2005 г. г-н Кессель являлся Управляющим директором Probel. С 2002 г. по 2005 г. г-н Кессель занимал должность директора подразделения разведки и добычи углеводородов в Северной Африке компании Gaz de France. С 1992 г. по 2001 г. г-н Кессель являлся Управляющим директором Erdgas Erdol GmbH, нефтегазовой компании, принадлежащей Gaz de France, а также членом и председателем совета директоров компании КазГермунай. Г-н Кессель является выпускником Российского государственного университета нефти и газа им. Губкина.

Стив МакГоуэн был назначен независимым неисполнительным директором ZGL 16 ноября 2007 г. Он являлся исполнительным председателем Фидуциарной и трастовой компании SMP Partners на острове Мэн с января 2007 г., а до этого являлся членом совета директоров Edasco (фидуциарной компании, принадлежащей UBS). До этого г-н МакГоуэн занимал должность управляющего директора компании Intertrust (остров Мэн) с 2001 г. по 2007 г. Г-н МакГоуэн начал свою карьеру в банковском деле в Национальном Вестминстерском банке в Лондоне в 1982 г.

Айке фон дер Линден был назначен независимым неисполнительным директором ZGL 16 ноября 2007 г. Он являлся Управляющим директором фирмы Linden Advisory & Consulting Services с 1988 г. С 1985 г. г-н фон дер Линден исполнял функции независимого консультанта для финансовых учреждений по вопросам акционерного инвестирования, мезонинного и заемного финансирования (в рамках проектного финансирования) в сфере природных ресурсов. Г-н фон дер Линден имеет степень доктора философии в экономике горной промышленности, полученную в Техническом университете Клаусталья.

Пит Эверэрт был назначен директором ZGL 16 ноября 2007 г. Он являлся юристом Брюссельской коллегии адвокатов с 1986 г. и партнером адвокатской конторы VWEW с 1993 г. Он осуществляет свою деятельность в сфере торгового права Бельгии. Г-н Эверэрт закончил Университет г. Лёвен (KUL) в 1984 г. и получил диплом об окончании курса современных европейских правовых исследований в Европейском колледже (г. Брюгге, Бельгия) в 1985 г.

Атуль Гупта был назначен независимым неисполнительным директором ZGL 26 ноября 2009 г. Г-н Гупта проработал 25 лет в международном нефте- и газодобывающем бизнесе в компаниях Charterhouse Petroleum, Petrofina, Monument и Burren Energy. Г-н Гупта начал работать в компании Burren в 1999 г. в качестве Главного операционного директора, а с 2006 г. до момента продажи компании в 2008 г. в пользу компании ENI он занимал должность Генерального исполнительного директора. Г-н Гупта имеет степень в области химического машиностроения, полученную в Кембриджском университете, и изучал технологию нефтедобычи в Университете Хериот-Ватта в Эдинбурге.

Михаил Иванов был назначен директором ZGL 26 ноября 2009 г. Г-н Иванов в настоящее время является партнером и директором отдела нефтегазовых проектов в Baring Vostok Capital Partners и Главным исполнительным директором ПТО «Волга-Газ». Г-н Иванов имеет более чем 15-летний опыт работы в нефтегазовой промышленности, включая 10 лет работы в Группе компаний Schlumberger. За время работы в Schlumberger г-н Иванов занимал различные управленческие и технические должности в России, США и Великобритании и был ответственным за операции Schlumberger в Иране, Грузии и Азербайджане. Г-н Иванов имеет степень магистра наук в геофизике, полученную в Новосибирском государственном университете, и степень магистра делового администрирования, полученную в Школе менеджмента Келлог при Северо-Западном Университете. Он также является членом Общества инженеров-нефтяников.

Служебным адресом каждого из директоров и членов старшего руководства является основной адрес ведения деятельности Zhaikmunai L.P.: 7th Floor Harbour Court, Lord Street, Douglas, Isle of Man IM1 4LN.

Старшее руководство

Ниже представлена информация о членах старшего руководства Жаикмуная.

Кай-Уве Кессель занимал должность Главного исполнительного директора Zhaikmunai L.P. с ноября 2004 г. Более подробную информацию см. в разделе “ — Совет директоров”.

Ян Лага был назначен заместителем Главного исполнительного директора Zhaikmunai L.P. 1 января 2010 г. Г-н Лага имеет более чем 20-летний опыт управления промышленными группами. До начала работы в Жаикмунае г-н Лага работал в Picanol, Bergy Group, Ackermans & van Haaren и Koramic Industries. Он имеет степень магистра в области электромеханического проектирования, полученную в Лувенском университете (KUL), и степень магистра делового администрирования, полученную в школе INSEAD (Фонтенбло).

Ян-Ру Мюллер был назначен Главным финансовым директором Zhaikmunai L.P. 16 ноября 2007 г. Г-н Мюллер занимал различные должности в компании Probel с 2000 г. Он контролировал процесс перехода Жаикмунае на МСФО и внедрение SAP. Г-н Мюллер являлся управляющим директором Axio systems, компании информационных технологий, которую он основал в 1990 г. С 1988 г. по 1990 г. он работал в Andersen Consulting. У него имеется степень бакалавра технических наук, полученная в Утрехтском муниципальном технологическом институте, и степень магистра делового администрирования, полученная в Лувенском университете (KUL).

Томас Хартнетт был назначен главным юристом Группы Zhaikmunai L.P. 5 сентября 2008 г. Г-н Хартнетт ранее являлся партнером международной юридической фирмы White & Case LLP, где он специализировался на международных корпоративных сделках и сделках по слияниям и поглощениям и работал в офисах фирмы в Нью-Йорке, Стамбуле, Лондоне, Брюсселе и Бангкоке в общей сложности в течение 16 лет. Г-н Хартнетт также выступал в качестве главного юриста Intercontinental Hotels Group с 1996 г. по 1998 г. Г-н Хартнетт имеет степень бакалавра гуманитарных наук в сравнительной политологии, полученную в Университете Пенсильвании, и степень доктора юридических наук, полученную на юридическом факультете Нью-Йоркского Университета. Г-н Хартнетт является членом Нью-Йоркской коллегии адвокатов.

Вячеслав Дружинин был назначен Генеральным директором Жаикмуная в 1997 г. Г-н Дружинин является дипломированным горным инженером и имеет диплом в области разведки полезных ископаемых, полученный в Политехническом институте г. Томска (Россия), и аттестат, выданный Министерством геологии СССР, а также он закончил курс обучения по специальности инженер-буровик в компании Hughes Christensen, Хьюстон, Техас. До начала работы в Жаикмунае г-н Дружинин получил большой опыт в сфере технологии и техники разведки месторождений полезных ископаемых, работая на разных должностях в отделе разработки месторождения государственной холдинговой компании “КазахГаз”, в государственной холдинговой компании “Жарык” и КГГП “ВолковГеология”.

Алексей Эрбер был назначен директором отдела геологии Жаикмуная в октябре 2007 г. Г-н Эрбер работал в компании Probel с 2005 г. и имеет диплом геолога и геолога-инженера, полученный в Российском государственном университете нефти и газа им. Губкина, а также степень в области математических методов в геологии, полученную в Университете им. Эрнста Морица Арндта (Грейфсвальд). До начала работы в Жаикмунае г-н Эрбер получил опыт, работая в отделах геологии и разведки компаний Erdol-Erdgas Gommern GmbH и Gaz de France.

Экхард Ферзек был назначен директором по производству Жаикмуная в 2006 г. Г-н Ферзек имеет приблизительно 35 лет опыта работы в разведке и добыче, главным образом, в качестве инженера в нефтегазовой области. До начала работы в Жаикмунае г-н Ферзек работал главным инженером АО КазГермунай с 1997 г. по 2005 г. Г-н Ферзек является выпускником Российского государственного университета нефти и газа им. Губкина.

Берик Брекешев был назначен Коммерческим директором Жаикмуная в январе 2010 г. Г-н Брекешев имеет почти 10-летний опыт работы в нефтегазовой промышленности в Казахстане и России. Ранее он занимал руководящие должности в Starleigh Ltd, Talahasse Holdings Limited и JSC NNGRE и занимал должности коммерческих работников в Nelson Resources, Казахойл Актобе, Buzachi Operating, Atlas Global Investment и «Западно-Сибирской буровой компании». Г-н Брекешев имеет степень магистра делового администрирования, полученную в Маастрихтской школе менеджмента.

Гудрун Выхрота была назначена Финансовым директором Жаикмуна в апреле 2010 г. До начала работы в Жаикмунае, г-жа Выхрота получила опыт в энергетической сфере, занимая должность Главы управления активами компании Gazprom Germania GmbH, а до этого более 6 лет проработав в качестве менеджера по управлению и финансам в Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH. Г-жа Выхрота является дипломированным инженером со степенью магистра наук в области горной промышленности и экономики, полученной в Московском геологоразведочном университете, и также дипломированным специалистом в области финансов, обладающим Сертификатом по международному финансовому учету, выданным Немецкой торгово-промышленной палатой в Берлине (Германия).

Йорг Паль был назначен начальником отдела буровых работ Жаикмуна в 2005 г. Г-н Паль также работал в качестве научного ассистента в Институте буровых технологий и добычи скважинных флюидов при Техническом университете TU Bergakademie Freiberg в период с 1995 г. по 1996 г. До начала работы в Жаикмунае г-н Паль получил опыт в области буровых работ, занимая различные должности в отделе бурения/капитального ремонта компании Erdgas Erdöl GmbH, а также в отделе эксплуатации и производства в подразделении РД компании Gaz de France. Г-н Паль является дипломированным специалистом в области бурения с дипломом Технической школы технологий глубокого бурения г. Штралзунт (Германия) и дипломированным специалистом в области технологии бурения и добычи скважинных флюидов с дипломом Технического университета TU Bergakademie Freiberg.

Договоры об оказании услуг и возмещения

Все директора подписали письма о назначении на должности в Zhaikmunai L.P.

Фрэнк Монстрей, Кай-Уве Кессель, Ян-Ру Мюллер и Томас Хартнетт предоставляют свои услуги Группе в соответствии с договором об оказании услуг руководящими исполнительными должностными лицами. По условиям договора об оказании услуг руководящими исполнительными должностными лицами FvdS обязалась предоставлять консультационные услуги Zhaikmunai L.P. и членам Группы в связи с исполнением г-ном Монстрей роли Председателя, а г-ном Кесселем – роли Главного исполнительного директора, в связи с чем г-н Монстрей и г-н Кессель выполняют функции Председателя и Главного исполнительного директора, соответственно, в качестве консультантов, а не работников Zhaikmunai L.P. или Генерального партнера.

Указанный договор об оказании услуг руководящими исполнительными должностными лицами может быть досрочно расторгнут как по инициативе Zhaikmunai L.P. (в лице Генерального партнера), так и по инициативе FvdS в любое время, при условии предоставления другой стороне предварительного уведомления не менее, чем за двенадцать месяцев до предполагаемой даты расторжения такого договора. Указанный договор также может быть расторгнут незамедлительно (либо оказание соответствующих услуг может быть прекращено) при наличии уважительных причин.

В отношении услуг г-на Монстрей, Zhaikmunai L.P. обязалось уплачивать FvdS ежегодный гонорар в размере 374 814 евро. В отношении услуг г-на Кесселя, г-на Мюллера и г-на Хартнетта, Zhaikmunai L.P. обязалось выплачивать FvdS ежегодный гонорар в размере 399 300 евро, 356 562 евро и 365 537 евро, соответственно. FvdS также имеет право на получение премии в размере до 25% от суммы ежегодного гонорара каждого консультанта, что должно быть согласовано советом директоров Zhaikmunai L.P. Кроме того, Zhaikmunai L.P. будет оплачивать все обоснованные накладные расходы, понесенные FvdS (или любым отдельным консультантом, в случае возникновения такой ситуации) в связи с оказанием услуг по договору об оказании услуг руководящими исполнительными должностными лицами.

До включения ГДР в листинг по Международной книге заявок (IOB), г-н Монстрей и г-н Кессель оказывали свои услуги компании Probel, и ни г-н Монстрей, ни г-н Кессель не были напрямую наняты для оказания услуг какому-либо члену Группы и не являлись работниками какого-либо члена Группы.

В следующей таблице предоставлена информация о действующих директорах Генерального партнера, а также основные сведения об их договорах об оказании услуг и письмах о назначении. Информация о размере уплаченного вознаграждения, любом обусловленном или отложенном вознаграждении и выплатах в натуральной форме, предоставленным в течение года, завершившегося 31 декабря 2009 г., приведена ниже:

Имя	Дата рождения	Должность	Год назначения	Ежегодный гонорар	Срок действия назначения	Срок для уведомления (любой стороной) при прекращении договора
Фрэнк Монстрей	22/04/1965	Директор и Председатель	2010	250,000 долл. США	3 года	6 месяцев

Кай-Уве Кессель		Директор и Главный исполнительный директор		330,000 долл. США	3 года	6 месяцев
Стив МакГоуэн	17/12/1961	Независимый неисполнительный директор	2010	100,000 долл. США	3 года	3 месяца
Айке фон дер Линден ..	10/07/1966	Независимый неисполнительный директор	2009	100,000 долл. США	3 года	3 месяца
Пит Эверэрт.....	07/07/1941	Неисполнительный директор	2009	100,000 долл. США	3 года	3 месяца
Атуль Гупта.....	28/03/1961	Независимый неисполнительный директор	2010	100,000 долл. США	3 года	3 месяца
Михаил Иванов	15/12/1959	Неисполнительный директор	2009	100,000 долл. США	3 года	3 месяца
	13/07/1969	директор	2009	США	3 года	3 месяца

Каждый Директор подписал с Генеральным партнером письмо о назначении, обязывающее его выступать в качестве Директора Генерального партнера. В соответствии с такими письмами, Фрэнк Монстрей, в качестве Директора и Председателя, и Кай-Уве Кессель, в качестве Директора и Главного исполнительного директора, будут получать свои гонорары в соответствии с Соглашением FvdS; г-н МакГоуэн, г-н фон дер Линден и г-н Гупта, в качестве Независимых неисполнительных директоров, будут получать вознаграждение в размере 100 000 долларов США в год. Г-н Эверэрт и г-н Иванов, в качестве неисполнительных директоров, будут также получать вознаграждение в размере 100 000 долларов США в год. Генеральный партнер будет также возмещать Директорам все обоснованные текущие расходы, понесенные любым из них по отдельности в связи с исполнением соответствующих услуг в качестве Директора Генерального партнера.

Первоначальный срок назначения составляет три года, и соответствующее соглашение может быть расторгнуто любой из сторон с условием предоставления предварительного уведомления не менее, чем за шесть месяцев, в случае г-на Монстрея и г-на Кесселя, и не менее, чем за три месяца, в случае г-на МакГоуэн, г-на фон дер Линдена, г-на Эверэрта, г-на Гупты и г-на Иванова. В случае расторжения соглашения с Директором в связи со злостным неправомерным поведением, существенным нарушением условий назначения, актом мошенничества или обмана или умышленным невыполнением обязанностей, такой директор не получит гонорара за период с начала квартала, в котором имело место такое расторжение соглашения, и до даты расторжения. В том случае, если расторжение соглашения с Директором происходит по любой другой причине, ему будет выплачена сумма, пропорциональная периоду с начала квартала, в котором имело место такое расторжение соглашения, до даты расторжения.

Письма о назначении Директоров не предусматривают предоставления льгот после прекращения отношений найма.

Истечение текущего срока полномочий для каждого Директора, если применяется, и за периоды, в течение которых каждый Директор исполнял такие полномочия, указаны ниже:

Имя	Истечение текущего срока полномочий	Дата назначения или повторного назначения
Фрэнк Монстрей.....	22 июля 2013	22 июля 2010
Кай-Уве Кессель	22 июля 2013	22 июля 2010
Стив МакГоуэн	15 сентября 2012	15 сентября 2009
Айке фон дер Линден.....	15 сентября 2012	15 сентября 2009
Пит Эверэрт	22 июля 2013	22 июля 2010
Атуль Гупта	26 ноября 2012	26 ноября 2009
Михаил Иванов	26 ноября 2012	26 ноября 2009

За год, завершившийся 31 декабря 2009 г., общая сумма выплаченного вознаграждения (включая обусловленные или отложенные компенсации) и натуральных выплат, предоставленных каждому из семи Директоров и 11 старшим менеджерам Группы, составила приблизительно 4,0 млн. долларов США. Общая сумма отложенных средств или накоплений для уплаты пенсии, выходного пособия и других льгот Директорам и старшим менеджерам Группы равнялась нулю за год, завершившийся 31 декабря 2009 г.

Некоторые Директора и старшие менеджеры имеют право участвовать в Плане опционов на акции, который будет введен в связи с допуском ГДР к листингу по МКЗ. См. “—Планы опционов на акции”.

Доли участия директоров и старших менеджеров

Перед допуском ГДР к листингу по МКЗ, Фрэнк Монстрей, Председатель Совета директоров, косвенно контролировал 100% долей участия в ограниченном товариществе Zhaikmunai L.P., и ни один другой директор или старший менеджер Zhaikmunai L.P. не имел прямой или косвенной доли участия в Zhaikmunai L.P. На дату настоящего Меморандума о предложении Фрэнк Монстрей косвенно контролирует 40,54% выпущенных в обращение Долей участия посредством косвенного контроля над Thyler и ее Аффилированными лицами. Описание различных голосующих прав, относящихся к Долям участия, приведено в разделе *“Связанные стороны и сделки с ними — Соглашение о партнерстве”*.

Совет директоров одобрил 27 марта 2008 г. предоставление Опционов, которое должно состояться после допуска ГДР к листингу по МКЗ в отношении 2,5% Долей участия, которые находятся в обращении непосредственно перед допуском ГДР к листингу по МКЗ (составляющим 100 000 000 Долей участия), и 30 декабря 2009 г. Совет директоров одобрил предоставление некоторых дополнительных Опционов.

Следующим лицам были предоставлены следующие опционы на Доли участия, которые могут быть осуществлены по ставке 4,00 долл. США за ГДР и срок действия которых истекает через десять лет после даты предоставления опциона (i) Кай-Уве Кессель — 900 974 Долей участия, (ii) Ян-Ру Мюллер — 300 325 Долей участия, (iii) Вячеслав Дружинин — 300 325 Долей участия, (iv) Томас Хартнетт — 300 325 Долей участия, (v) Алексей Эрбер — 300 325 Долей участия, (vi) Дармен Джакишев — 90 098 Долей участия, (vii) Экхард Ферзек — 225 244 Долей участия, (viii) Берик Бимуратов — 90 098 Долей участия, (ix) Йорг Паль — 225 244 Долей участия и (x) Берик Брекешев - 150 000 Долей участия.

Г-н Кессель также владеет 10 000 Долей участия и г-н Эверэрт владеет 6 200 Долей участия.

Если иное не указано в настоящем разделе, никто из Директоров или членов высшего руководства не имеет каких-либо прав на доли участия в партнерстве или прав кредиторов по заемному капиталу Генерального партнера, Zhaikmunai L.P. (за исключением прав г-на Монстрей) или любой из его дочерних компаний.

Совокупная доля Директоров и членов высшего руководства (за исключением г-на Монстрей) представляет 1,56% долей участия партнеров с ограниченной ответственностью в капитале Zhaikmunai L.P. на дату настоящего Меморандума о предложении.

Г-н Монстрей и г-н Кессель являются Главным исполнительным директором и Управляющим директором компании Probel, соответственно, которая контролируется Фрэнком Монстрей и которая, в свою очередь, косвенно контролирует Zhaikmunai L.P. Если какая-либо компания Группы будет рассматривать вопрос о заключении соглашения или договоренности (или внесении изменений в существующее соглашение или договоренность) с Генеральным партнером или Probel или каким-либо из их соответствующих Аффилированных лиц, может возникнуть конфликт интересов между обязанностями каждого или обоих вышеуказанных Директоров перед Zhaikmunai L.P. и их личными интересами и/или другими обязанностями. См. *“Факторы риска — Факторы риска, относящиеся к взаимоотношениям Группы с Thyler и ее Аффилированными лицами — Организационная структура, структура собственности и производственная структура Zhaikmunai L.P. может создать значительные конфликты интересов, которые могут решаться способами, не всегда отвечающими интересам Группы”*.

28 марта 2008 г. Zhaikmunai L.P. заключило Соглашение о взаимоотношениях с Thyler, ZGL и Claremont для обеспечения того, чтобы отношения между ними складывались на рыночных условиях. Подробная информация по Соглашению о взаимоотношениях приведена в разделе *“Связанные стороны и сделки со связанными сторонами — Соглашение о взаимоотношениях с Thyler, ZGL и Claremont”*.

29 июля 2009 г. Zhaikmunai L.P. заключило Соглашение о подписке Claremont с Генеральным партнером и Claremont в отношении подписки Claremont на 25 000 000 ГДР. В то же время подписку на 5 000 000 ГДР осуществили Dehus Dolmen Nominees, Аффилированное лицо Baring Vostok Capital Partners. Подробная информация по Соглашению о подписке Claremont приведена в разделе *“Связанные стороны и сделки со связанными сторонами — Подписка Claremont”*.

Не имеется невыплаченных займов, предоставленных каким-либо членом Группы кому-либо из Директоров, также как и гарантий, предоставленных каким-либо членом Группы в их пользу.

За исключением указанных выше случаев, ни один Директор и ни один старший менеджер не имеет потенциальных конфликтов интересов между обязанностями перед Zhaikmunai L.P. и его личными интересами или другими обязанностями.

Директора обязаны выполнять требования законодательства острова Мэн в отношении конфликтов интересов, включающие требование о том, что Директора, заинтересованные в совершении какой-либо сделки, представленной на рассмотрение и утверждение совету директоров, обязаны, если такой интерес противоречит интересам Генерального партнера, Zhaikmunai L.P. или их определенных Аффилированных лиц, сообщить совету директоров о своей заинтересованности, а также требование о том, что в некоторых случаях указанные положения закона запрещают Директору, имеющему такую заинтересованность, голосовать на заседании совета директоров или учитываться при определении кворума на заседании совета директоров.

Сделки с Директорами

За исключением случаев, указанных в разделе “Связанные стороны и сделки со связанными сторонами — Подписка Claremont”, “Связанные стороны и сделки со связанными сторонами —Соглашения об оказании услуг” и “Связанные стороны и сделки со связанными сторонами —Прочее”, ни один из Директоров или старших менеджеров не имеет или имел какой-либо заинтересованности в любой сделке, относящейся к Группе, которая является или являлась необычной по своему характеру или условиям или которая является или являлась существенной для коммерческой деятельности Группы и на которую повлияло Zhaikmunai L.P. или любая из его дочерних компаний в течение текущего или предыдущего финансового года или в течение любого более раннего финансового года и которая в каком-либо отношении остается неисполненной.

Другие директорские полномочия

В нижеприведенной таблице указаны должности/позиции директоров и партнеров, занимаемые Директорами и старшими руководителями в настоящее время и в течение последних пяти лет:

Имя	Должности, занимаемые в настоящее время	Должности, занимаемые ранее
Фрэнк Монстрей	Probel Capital Management NV Oostendse Investerings Vennootschap NV Magorium NV Tensor Holding VOF Tensor Property Investments S.A.R.L. Expression Inc Exovision BV Septemium S.A. Eternum Sarl Tensor Capital Partners LP Tensor Carry Holdings LLP Thyler Holdings Limited	Silent Planet Inc. Advanced Immuni T Inc Overseas Logistics Corporation Ltd.
Кай-Уве Кессель.....	BelGerAs, S.A., Gervanca Investments Sarl	KazGerMunai LLP
Стив МакГоуэн.....	Personal Investment & Management Solutions Limited Alpenside LTD Anglohaven Securities LTD Burtons Management LTD Cambur LTD Eastpine Trading LTD Greencastle Holdings LTD Northbridge Financial Consultants LTD Penmara LTD SMP Fund Services LTD SMP Group LTD SMP Partners LTD SMP Capital Markets LTD Scoulton Holdings LTD TS Sercorp LTD Amber Business Limited Amber Solutions Limited Lineford Limited PBC Corporate Services Limited W.I.G. Limited	City Trust & Corporate Services LTD Thyler Holdings Limited SMP Trustees LTD Vanderbil Developments LTD
Айке фон дер Линден	Linden Advisory and Consulting Services KSL Kupferschiefer Lausitz GmbH	Her

	Jordan Energy and Mining Ltd.	
	GLR Resources	
	Schuellerman AG	
Пит Эверэрт	BVBA Piet Everaert,	Нет
	VWEW Advocaten	
Атуль Гупта	Dominion Petroleum PLC	Hindustan Oil Exploration Limited
	Villiers Limited	Burren Energy PLC
	Strand Oil and Gas Limited	
Михаил Иванов	Baring Vostok Capital Partners	Нет
	Volga Gas plc	
	Tzar Petrol Ltd.	
Ян-Рудольф Мюллер	Telco B.V.	Onetrail B.V.
		STS Logistics Corporation,
		EyeNetwork Limited
Томас Хартнетт	Thomas Hartnett BVBA	Нет
	Cabot Consulting Limited	
Вячеслав Дружинин	Нет	Нет
Алексей Эрбер	Нет	Rebellion Resources Limited
Экхард Ферзек	Нет	Нет
Берик Брекешев	Нет	Нет
Йорг Паль	Нет	Нет
Гудрун Вькрота	Нет	Нет

Директора и высшие руководители не состоят в семейных отношениях, за исключением супруги г-на Дружинина, являющейся главой финансового отдела Жаикмуная, и супруги г-на Эверэрта, являющейся сестрой супруги г-на Монстрей.

Информация по судебным тяжбам директоров и высших руководителей

Ни один из Директоров и высших руководителей в течение пяти лет до даты настоящего Меморандума о предложении:

- не обвинялся в совершении мошеннических действий;
- не являлся членом административных, управляющих и надзорных органов какой-либо компании в течение периода ее банкротства, внешнего управления или ликвидации или в период, предшествующий ее банкротству, внешнему управлению или ликвидации; и
- не являлся объектом официального публичного обвинения и/или наложения санкции со стороны государственных или регулирующих органов (включая любые назначенные профессиональные организации) и не был дисквалифицирован судом с запретом осуществления деятельности в качестве члена административных, управленческих или надзорных органов компаний или с запретом осуществления деятельности по руководству или ведению дел компаний.

План опциона на акции

Условный план опциона на акции

Основные характеристики Условного плана опциона на акции Жаикмуная (“План”) приведены ниже. План был первоначально принят Советом 27 марта 2008 г., и впоследствии в него были внесены поправки от 24 июля 2008 г. и 14 августа 2008 г.

Действие

Управление Планом осуществляет Доверительный управляющий по Плану (как определено ниже), который отвечает за предоставление Опционов (как определено ниже) и управление Планом. План является дискреционным и будет действовать в течение срока, определенного Советом директоров. Опционы в рамках Плана предоставляются по требованию Совету директоров (в соответствии с рекомендацией комитета по вознаграждениям).

Обладание правом

Все работники, исполнительные директора и консультанты членов Группы могут принимать участие в Плане на усмотрение Совета (в соответствии с рекомендацией комитета по вознаграждениям). Тем не менее,

до сегодняшнего дня такое участие было предложено только ограниченному кругу старших сотрудников, исполнительных директоров и консультантов членов Группы.

Предоставление Опционов

Доверительный управляющий по Плану предоставит Опционы сотруднику или исполнительному директору (**“Держателю опциона”**) по запросу Совета директоров. Держатель опциона получит право получать, при осуществлении опциона, денежную сумму, эквивалентную разнице между стоимостью ГДР на дату предоставления опциона (**“Базовая стоимость”**) и рыночной стоимостью ГДР на дату осуществления опциона (**“Опцион”**). На сегодняшний день Опционы на более 2 882 958 Долей участия остаются нереализованными, каждый с Базовой стоимостью 4,00 долл. США.

За предоставление Опционов оплата не производится. Опционы не будут приниматься во внимание при определении пенсионных прав держателя Опциона. Опционы не подлежат передаче, за исключением случаев передачи связанным сторонам или передачи в случае смерти.

Общее количество ГДР, в отношении которых могут быть выпущены в обращение Опционы по Плану, не будет превышать 5 000 000 Долей участия.

Осуществление Опционов

Как правило, Опционы будут осуществляться в следующих случаях:

- для 20% ГДР, в отношении которых предоставлен Опцион, с первой годовщины даты предоставления;
- для последующих 20% ГДР, в отношении которых предоставлен Опцион, со второй годовщины даты предоставления;
- для последующих 20% ГДР, в отношении которых предоставлен Опцион, с третьей годовщины даты предоставления;
- для последующих 20% ГДР, в отношении которых предоставлен Опцион, с четвертой годовщины даты предоставления; и
- для оставшихся 20% ГДР, в отношении которых предоставлен Опцион, с пятой годовщины даты предоставления;

при условии того, что Опционы, по общему правилу, не могут быть осуществлены до 1 июля 2011 г. Доверительный управляющий по Плану погасит обязательство по Опциону посредством выплаты Держателю опциона, при осуществлении такого Опциона, разницы между стоимостью ГДР на дату предоставления Опциона и рыночной стоимостью ГДР на дату осуществления Опциона (за минусом любых сумм, подлежащих удержанию). В отношении предоставления Опциона в настоящее время, передача права на такие Опционы не является плановой задачей. Тем не менее, Совет директоров может решить, что предоставление Опционов в будущем должно является плановой задачей.

Прекращение трудовой деятельности

- Если держатель опциона умирает в период действия трудового соглашения с одним из членов Группы, его правопреемники должны быть наделены правом осуществления его Опционов (независимо от того, были ли они переданы во владение или нет) в течение 12 месяцев с даты смерти. По окончании этого периода Опционы становятся недействительными, в случае, если они не были осуществлены.
- Если держатель опциона оставляет трудовую деятельность по причине травмы, нетрудоспособности, сокращения штата, сложения полномочий или продажи бизнеса, на который он работает, третьей стороне, его Опционы могут быть в обычном порядке осуществлены в любое время до десятой годовщины с момента предоставления Опциона.
- Если держатель опциона предоставляет уведомление о прекращении действия трудового соглашения или консалтинговой деятельности, обычно Опцион становится недействительным в случае, если права по нему не были переданы на дату прекращения действия трудового соглашения, и любая его часть, оставшаяся неосуществленной по истечении 12 месяцев с момента прекращения трудовой деятельности, становится недействительной.

Существенные факты

(a) Поглощение

В случае поглощения Zhaikmunai L.P. или Жаикмуная, права по всем Опционам считаются переданными, и Совет должен дать распоряжение Доверительному управляющему по Плану в письменной форме для предоставления возможности Держателю опциона осуществить свои Опционы в любое время с момента смены контроля до десятой годовщины с даты предоставления Опциона. Любые Опционы, которые не были осуществлены, будут считаться недействительными по истечении данного периода.

(b) Слияние, разделение

В случае слияния, уплаты специальных дивидендов, сверхдивидендов, дробления акций, выпуска разводящих ценных бумаг, разделения или других сделок или изменений в структуре Zhaikmunai L.P., которые могут повлиять на стоимость любого Опциона, Совет директоров должен, действуя обоснованно и объективно, направить Доверительному управляющему по Плану указание внести такие поправки, которые он сочтет необходимым для того, чтобы Держателям опционов не был нанесен ущерб, включая отказ от или изменение условий осуществления, изменение Базовой стоимости Опционов или изменение количества ГДР в отношении предоставленных Опционов.

(c) Респуск

В случае респуска Zhaikmunai L.P., Опционы могут, при условии удовлетворения любых соответствующих условий, быть осуществлены в период между датой уведомления о проведении заседания по рассмотрению вопроса о добровольном респуске Zhaikmunai L.P. и датой вступления в действие соответствующего решения. Если по истечении данного периода какие-либо Опционы останутся неосуществленными, они становятся недействительными.

Изменения в Плане

С учетом усмотрения Совета директоров в отношении определенных вопросов, указанных в условиях Плана, решение Доверительного управляющего по Плану должно считаться окончательным и имеющим обязательную силу по всем вопросам, касающимся Плана.

Прекращение действия Плана

План прекращает свое действие после десятой годовщины с даты его утверждения Советом директоров или в любую более раннюю дату по решению Совета директоров. Прекращение действия Плана не влияет на Опционы, предоставленные ранее.

Трастовый фонд для выплат сотрудникам Жаикмуная

Трастовый фонд для выплат сотрудникам Жаикмуная является дискреционным трастовым фондом, основанным в Джерси, для осуществления выплат сотрудникам, исполнительным директорам и для осуществления периодических выплат командированным сотрудникам Zhaikmunai L.P. и его дочерних компаний. Доверительным управляющим по Трастовому фонду для сотрудников является Ogier Employee Benefit Trustee Limited, компания, независимая от Zhaikmunai L.P. и не связанная с ним (“Доверительный управляющий по Плану”).

Доверительный управляющий по Плану осуществит подписку на Доли участия в Zhaikmunai L.P. без уплаты встречного предоставления в денежной форме. Доверительный управляющий по Плану обязался перед Zhaikmunai L.P. выполнять Опционы при их осуществлении Держателями опционов и будет покупать и продавать ГДР для этих целей (подписка по 4,00 долл. США за ГДР).

УПРАВЛЕНИЕ И ПРИНЦИПЫ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ

Корпоративная структура

Управление Жаикмунаем осуществляется Генеральным директором на основании учредительного документа (или устава) компании и решений, принятых общим собранием участников Жаикмуна.

Партнеры с ограниченной ответственностью и, следовательно, держатели ГДР не имеют права участвовать, прямо или косвенно, в управлении Zhaikmunai L.P. В соответствии с предложением Генерального партнера, для того чтобы Генеральный партнер сложил с себя полномочия генерального партнера Zhaikmunai L.P. и назначил нового генерального партнера, требуется, тем не менее, предварительное согласие партнеров с ограниченной ответственностью. В соответствии с предложением Генерального партнера, для назначения или прекращения полномочий директоров Генерального партнера требуется предварительное согласие держателей основной части Долей участия, голосующих на Общем собрании партнеров с ограниченной ответственностью. Однако, на дату настоящего Меморандума о предложении, 40,54% всех простых долей участия в форме 55 000 000 ГДР и 20 000 000 простых долей участия принадлежат компании Claremont, являющейся Аффилированным лицом компании Thyler, и, поэтому, Claremont будет оказывать существенное влияние на любые решения партнеров с ограниченной ответственностью (за исключением описанных ниже случаев). См. раздел *“Факторы риска—Факторы риска, относящиеся к взаимоотношениям Группы с Thyler и ее Аффилированными лицами — Акционер Генерального партнера имеет большое влияние на Эмитента и Группу”*.

Корпоративное управление

Будучи партнерством с ограниченной ответственностью, ГДР которому включены в официальный котируемый список Управления Великобритании по финансовым услугам, Zhaikmunai L.P. не обязано соблюдать положения Объединённого кодекса. В отношении партнерств с ограниченной ответственностью, созданным на острове Мэн, отсутствуют какие-либо применимые нормативные рекомендации по вопросам корпоративного управления. Тем не менее, Совет директоров принял кодекс корпоративного управления. При определении своего кодекса корпоративного управления Генеральный партнер принял во внимание положения о передовой практики в области корпоративного управления, изложенные в Объединенном кодексе.

Генеральный партнер внедрил в практику процедуры, обеспечивающие соблюдение положений о внутреннем контроле, предусмотренных его кодексом корпоративного управления. Также Совет директоров внедрил в практику значительные рычаги контроля, которые позволят ему обеспечить соблюдение Zhaikmunai L.P. его текущих обязательств по Правилам листинга и Принципам открытости и прозрачности.

Кроме того, Генеральный партнер принял кодекс совершения сделок для членов Совета директоров, любых лиц, исполняющих управленческие обязанности, и любых соответствующих работников, который основан на Модельном кодексе, приведенном в Правилах листинга, для обеспечения того, чтобы такие лица не совершали сделок с ГДР в течение периодов, когда они обладают инсайдерской информацией, или в течение «закрытых» периодов согласно Принципам открытости и прозрачности. Генеральный партнер предпримет все обоснованные меры для обеспечения соблюдения такого кодекса со стороны членов Совета директоров, любых лиц, исполняющих управленческие обязанности, и любых соответствующих работников.

Кодекс слияний и поглощений

Кодекс слияний и поглощений не распространяется на Zhaikmunai L.P. В результате, предложение о поглощении, направленное в адрес Zhaikmunai L.P., не будет регулироваться полномочными органами Великобритании по вопросам слияний и поглощений. Соглашение о партнерстве содержит некоторые механизмы защиты от поглощений, хотя они не обеспечивают полную защиту, предоставляемую Кодексом слияний и поглощений.

Структура Совета директоров, деятельность и комитеты Генерального партнера

В настоящее время в состав Совета директоров входят семь членов, которые включают двух исполнительных директоров и пять неисполнительных директоров, три из которых рассматриваются Советом директоров как независимые неисполнительные директора. В результате, Директора считают, что в Совете директоров сложился приемлемый баланс полномочий по принятию решений в соответствии с требованиями Объединённого кодекса.

Структура, деятельность и комитеты Совета директоров, включая вопросы, относящиеся к величине, независимости и составу Совета директоров, избранию и прекращению полномочий директоров, требованиям в отношении действий Совета директоров, полномочиям, делегированным комитетам Совета директоров, и назначению ответственных должностных лиц, регулируются уставом Генерального партнера, Соглашением о партнерстве, условиями Соглашения о взаимоотношениях и условиями Соглашения о подписке Claremont. Ниже приведено краткое обобщение некоторых положений данного устава, Соглашения о партнерстве, Соглашения о взаимоотношениях и Соглашения о подписке Claremont, влияющих на корпоративное управление Zhaikmunai L.P. См. раздел “Связанные стороны и сделки с ними — Соглашение о взаимоотношениях с Thyler, ZGL и Claremont”, “Связанные стороны и сделки с ними — Соглашение о подписке Claremont”, в котором приводится дополнительная информация относительно положений Соглашения о взаимоотношениях и Соглашения о подписке Claremont.

Величина, независимость и состав Совета директоров

Совет директоров, в состав которого на дату настоящего Меморандума о предложении входят семь членов, может состоять из такого числа директоров, которое периодически определяется решением акционеров Генерального партнера. В соответствии с уставом Генерального партнера, как минимум один из директоров, занимающих соответствующую должность, должен являться независимым по отношению к Zhaikmunai L.P., Генеральному партнеру, Thyler и ее Аффилированным лицам, что определяется полным составом Совета директоров (“Независимый директор”). Генеральный партнер в настоящее время имеет трех Независимых директоров. В случае смерти, сложения или прекращения полномочий Независимого директора, вакансия должна быть незамедлительно заполнена.

В связи с Подпиской Claremont, Zhaikmunai L.P. и Генеральный партнер договорились о назначении одного директора, номинированного Claremont (такое лицо, в свою очередь, номинируется Инвестором в соответствии с инвестиционным соглашением, заключенным между Claremont и Инвестором) (“Директор Инвестора”), вместе с дополнительным Независимым директором, который должен быть номинирован Инвестором и Claremont (с одобрения независимых партнеров с ограниченной ответственностью). Г-н Иванов был назначен Директором Инвестора, а г-н Гупта является соответствующим Независимым директором. Кроме того, Claremont обязалась, в связи с продажей ею 50 миллионов ГДР компании KSS Global, принимать все разумные меры, в том числе соответствующим образом голосовать в качестве партнера с ограниченной ответственностью на любом общем собрании, для обеспечения того, чтобы лицо, номинированное KSS Global (либо два лица, если общее число членов Совета директоров Генерального партнера будет увеличено до девяти директоров), было назначено в состав Совета директоров Генерального директора. Ни Thyler, ни Claremont не заключали какого-либо иного соглашения, в соответствии с которым в состав Совета директоров Генерального партнера может быть назначен какой-либо другой директор.

Избрание и прекращение полномочий Директоров

На каждом ежегодном общем собрании одна треть директоров, которые должны сложить с себя полномочия в порядке очередности, или, если их количество не равняется трем или не кратно трем, то такое количество директоров, которое максимально приближено к одной трети (но не превышает одну треть) от их общего числа, должны уходить в отставку с занимаемой должности поочередно, *при условии, что* если имеется только один директор, который должен сложить с себя полномочия в порядке очередности, то он должен сложить с себя полномочия. Вакансии в составе Совета директоров могут быть заполнены и дополнительные директора могут быть добавлены по решению акционеров Генерального партнера или действующих на тот момент директоров, *при условии, что* каждый из новых директоров должен соответствовать определенным квалификационным требованиям. Такие квалификационные требования, в целом, подразумевают, среди прочего, что:

- лицо не может быть назначено на должность Независимого директора до тех пор, пока он или она не будет утвержден(-а) большинством партнеров с ограниченной ответственностью, независимых от Thyler и ее Аффилированных лиц; и
- лицо не может быть назначено на должность директора до тех пор, пока он или она не будет утвержден(-а) большинством партнеров с ограниченной ответственностью.

Директор, за исключением Независимого директора, может быть снят с должности по определенным причинам, в том числе по любой причине, представленной посредством письменного решения с запросом отставки, подписанного всеми другими действующими на тот момент директорами, или решения, принятого в установленном порядке акционером Генерального партнера по предложению Генерального партнера, и с последующим одобрением со стороны большинства партнеров с ограниченной ответственностью, независимых от Thyler и ее Аффилированных лиц. Директор Инвестора может быть снят с должности

только на основании решения, принятого в установленном порядке акционерами Главного Партнера по предложению Генерального партнера, с последующим одобрением со стороны Инвестора. Claremont обязалась, в соответствии с Соглашением о взаимоотношениях, не участвовать в голосовании по любому решению о назначении или снятии с должности любого Независимого директора, за исключением тех случаев, когда срок назначения такого Независимого директора истек и такой Независимый Директор выдвигается на переизбрание на общем собрании партнеров с ограниченной ответственностью или когда Совет директоров принял решение (действуя разумно), что такой Независимый директор более не является независимым. Thyler взяла на себя обязательство, в соответствии с Соглашением о взаимоотношениях, выполнять решения партнеров с ограниченной ответственностью, принятые в отношении назначения и снятия с должности директоров, и не предлагать внесение каких-либо изменений в устав Генерального партнера, которые предусматривают изменение (i) стандартов, используемых для определения того, является ли директор “независимым директором”, (ii) требований, относящихся к квалификации Независимых директоров, и (iii) требования о том, что в состав Совета директоров Генерального партнера должен входить как минимум один Независимый директор, и решение о внесении любого такого изменения может приниматься только с согласия большинства партнеров с ограниченной ответственностью, независимых от Thyler и ее Аффилированных лиц. Полномочия любого директора в составе Совета директоров автоматически прекращаются в случае, если он становится банкротом, несостоятельным или приостанавливает осуществление платежей своим кредиторам либо если ей или ему запрещено законом выступать в роли директора.

В результате того, что Генеральный партнер принадлежит Thyler, Thyler и ее Аффилированные лица (включая г-на Монстрей, председателя совета директоров Генерального партнера) контролируют вопросы управления и политики Zhaikmunai L.P. В соответствии со статьей 5 Соглашения о сотрудничестве партнеры с ограниченной ответственностью не принимают никакого участия в управлении Zhaikmunai L.P.

Заместители директора

Директор вправе, при условии направления письменного уведомления на имя Генерального партнера, назначить любое лицо, в том числе другого директора, которое было одобрено Советом директоров и соответствует минимальным стандартам, установленным применимым законодательством, выступать в качестве заместителя директора, который может присутствовать и участвовать в голосовании вместо данного директора на любом заседании Совета директоров, на котором такой директор лично не присутствует, и во всех иных отношениях исполнять любые обязанности и функции и осуществлять любые права, которые такой директор может исполнять или осуществлять лично.

Принятие решений Советом директоров

Совет директоров может принимать решения на должным образом созванном заседании, на котором присутствует кворум, или посредством принятия письменной резолюции, подписанной всеми действующими на тот момент директорами. Если какое-либо решение должно быть принято на заседании Совета директоров, то, с учетом любых требований, касающихся необходимости получения одобрения со стороны Независимых директоров, любое такое решение (кроме решений, касающихся принудительного осуществления каких-либо договорных или иных прав по Соглашению о партнерстве и Соглашению о взаимоотношениях), должно быть одобрено большинством голосов действующих на тот момент директоров. Решение по вопросам, относящимся к принудительному осуществлению любых таких прав, если они рассматриваются на заседании Совета директоров, может быть принято большинством голосов действующих на тот момент директоров, являющимися независимыми от Thyler и ее Аффилированных лиц.

См. раздел “*Факторы риска—Факторы риска, относящиеся к взаимоотношениям Группы с Thyler и ее Аффилированными лицами— Акционер Генерального партнера имеет большое влияние на Эмитента и Группу*”.

Решения, требующие одобрения со стороны Независимых директоров

Помимо одобрения Совета директоров, следующие вопросы требуют дополнительного одобрения со стороны большинства Независимых директоров для принятия любой меры в отношении:

- роспуска;
- внесения каких-либо изменений в Соглашение о партнерстве, которые не носят характер административных или не были одобрены партнерами с ограниченной ответственностью;

- принудительного осуществления любых договорных или других прав, которые Генеральный партнер или Zhaikmunai L.P. могут иметь в отношении Thyler или какой-либо из ее Аффилированных лиц, на основании любого договора, соглашения или сделки, которые были заключены с Thyler или какой-либо из ее Аффилированных лиц, включая Соглашение о партнерстве или Соглашения о взаимоотношениях;
- внесения каких-либо изменений в Соглашение о взаимоотношениях с Thyler и Claremont; и
- какой-либо сделки с любой связанной стороной, не находящейся под контролем Генерального партнера или Zhaikmunai L.P.

Сделки, в которых имеется заинтересованность Директора

Директору, имеющему прямую или косвенную заинтересованность в заключении какого-либо договора, сделки или соглашения с Генеральным партнером, Zhaikmunai L.P. или каким-либо членом Группы, обязан раскрыть полному составу Совета директоров все сведения, касающиеся характера такой заинтересованности. Такое раскрытие сведений может в целом быть выражено в форме общего уведомления, направленного Совету директоров, о том, что данный директор имеет долевое участие в определенной компании или фирме и должен рассматриваться как лицо, заинтересованное в любом договоре, сделке или соглашении, которые могут быть заключены с такой компанией, фирмой или их аффилированными лицами после даты предоставления такого уведомления.

За исключением указанных ниже случаев, директор не должен принимать участие в голосовании или учитываться при подсчете кворума в связи с принятием Советом директоров или каким-либо комитетом Совета директоров любого решения, касающегося любого договора, соглашения, сделки или любого предложения любого характера, стороной которого является или должен являться Генеральный партнер (выступающий от собственного имени или в качестве генерального партнера Zhaikmunai L.P.) или в заключении которого он имеет (прямо или косвенно) существенную заинтересованность (кроме как в силу наличия у него прав на акции, долговые бумаги, иные ценные бумаги или иные доли участия в капитале Генерального партнера или, через Генерального партнера, Zhaikmunai L.P.), за исключением случаев, когда его обязанности или заинтересованность возникают только лишь потому, что соответствующее решение относится к одному или нескольким вопросам, указанных в следующих подпунктах, и в таком случае он имеет право участвовать в голосовании и учитываться при подсчете кворума:

- предоставление ему любой гарантии, обеспечения или гарантии возмещения убытка в отношении ссуженных денежных средств или принятых им на себя обязательств по запросу или в интересах Zhaikmunai L.P. или какой-либо из его Аффилированных лиц;
- предоставление третьей стороне какой-либо гарантии, обеспечения или гарантии возмещения убытка в отношении задолженности или обязательства Генерального партнера или Zhaikmunai L.P. или любой из их соответствующих Аффилированных лиц, по которым он сам принял на себя ответственность, полностью или частично, на условиях раздельной или солидарной ответственности, по гарантии или гарантии возмещения убытка или посредством предоставления обеспечения;
- если Генеральный партнер, какое-либо Аффилированное лицо Генерального партнера, Zhaikmunai L.P. или какое-либо из его Аффилированных лиц осуществляет предложение ценных бумаг, в котором такой директор имеет или может иметь право участвовать в качестве держателя ценных бумаг или в рамках которого такой директор должен участвовать в качестве андеррайтера или субандеррайтера;
- относящимся к другой компании, в которой такой директор или любые связанные с ним лица (в значении статьи 346 Закона Великобритании «О компаниях» 1985 г.) не имеют, насколько известно такому директору, прав голоса (в значении, предусмотренном главой 5 Принципов открытости и прозрачности), представляющих 1% или более какого-либо класса акций (в значении, предусмотренном главой 5 Принципов открытости и прозрачности) такой компании;
- относящимся к какому-либо соглашению в интересах работников Генерального партнера, любых дочерних компаний Генерального партнера, Zhaikmunai L.P. или какой-либо из его дочерних компаний, не предусматривающему предоставление такому директору каких-либо льгот или выгод, которые бы не предоставлялись в целом работникам, к которым относится такое соглашение; или

- (f) в отношении договоров страхования, которые Генеральный партнер или Zhaikmunai L.P. предлагают заключить или приобрести в интересах директоров или в интересах каких-либо лиц, включающих директоров.

Директор не вправе принимать участие в голосовании или учитываться для целей подсчета кворума при принятии Советом директоров или комитетом Совета директоров какого-либо решения относительно назначения такого директора (в том числе относительно установления или изменения условий назначения такого директора или прекращения действия таких условий) на любой пост или оплачиваемую должность у Генерального директора, Zhaikmunai L.P. или какой-либо компании, в которой Zhaikmunai L.P. имеет долю. При рассмотрении предложений, касающихся назначения (в том числе установления или изменения условий назначения или прекращения действия таких условий) двух и более директоров на должности у Генерального партнера, Zhaikmunai L.P. или любой компании, в которой Zhaikmunai L.P. имеет долю, такие предложения могут быть разделены и по каждому директору решения могут рассматриваться отдельно. В таком случае каждый из вышеобозначенных директоров имеет право голосовать (и учитываться для целей подсчета кворума) в отношении каждой решения, за исключением той, которая касается его собственного назначения:

Комитеты

Совет может делегировать любые права и полномочия (с правом передоверия) на такой срок и на таких условиях, каковые он сочтет подходящими, любому комитету, состоящему из одного и более директоров и (если сочтет подходящим) одного или более иных лиц, *при условии, что* большинство членов комитета должны быть директорами или заместителями директоров и ни одно из решений комитета не будет считаться действительным, если большинство из присутствующих на его принятии не будут являться директорами или заместителями директоров. Любой из комитетов, сформированных таким образом, может воспользоваться своим правом передоверия посредством передачи соответствующих полномочий любому лицу или лицам (независимо от того, являются ли они членом или членами Совета директоров или комитета).

Директора сформировали комитеты по аудиту и вознаграждениям, описанные ниже, и будут использовать другие комитеты по необходимости для обеспечения эффективного управления.

Комитет по аудиту

Совет директоров сформировал комитет по аудиту, который функционирует в соответствии с письменным положением о нем. Комитет по аудиту должен состоять, как минимум, из двух независимых директоров и, как минимум, одного члена, имеющего недавний и соответствующий опыт в финансовой сфере. Комитет по аудиту состоит из г-на МкГована, г-на фон дер Линдена и г-на Гупты, каждый из которых считается Независимым директором, при этом г-н фон дер Линден выступает в качестве председателя комитета. Совет директоров считает, что каждый член комитета по аудиту имеет соответствующий опыт в финансовой сфере.

Комитет по аудиту проводит заседания не менее четырех раз в год и несет ответственность за оказание Совету директоров содействия и предоставление ему консультаций по вопросам, касающимся:

- процессов подготовки бухгалтерской и финансовой отчетности Zhaikmunai L.P.;
- полноты и проведения проверок финансовой отчетности Zhaikmunai L.P.;
- соблюдения Эмитентом законодательных и нормативных требований; и
- квалификации, результатов деятельности и независимости независимых бухгалтеров Zhaikmunai L.P.

Комитет по аудиту также отвечает за привлечение независимых бухгалтеров Zhaikmunai L.P., рассмотрение планов и результатов каждой аудиторской проверки с участием независимых бухгалтеров Zhaikmunai L.P., утверждение профессиональных услуг, оказанных независимыми бухгалтерами Zhaikmunai L.P., рассмотрение размера вознаграждения за аудиторские и неаудиторские услуги, выставленного к оплате независимыми бухгалтерами Zhaikmunai L.P., и оценку достаточности систем внутреннего контроля за бухгалтерской отчетностью Zhaikmunai L.P. Окончательная ответственность за рассмотрение и утверждение ежегодного отчета и отчетности и полугодовых отчетов лежит на Совете директоров.

Комитет по вознаграждениям оказывает Совету директоров содействие в определении его ответственности в отношении уплаты вознаграждений, в том числе предоставляет Совету директоров рекомендации относительно его политики выплаты вознаграждения старшему руководству, определяет размер индивидуального вознаграждения и льготного пакета каждого из исполнительных директоров и осуществляет контроль за уплатой вознаграждений старшему руководству, занимающему уровень ниже уровня Совета директоров. Вопрос вознаграждения неисполнительных Директоров должен полностью решаться Советом.

В комитет по вознаграждениям входит г-н Монстрей (в качестве Председателя), г-н МакГоуэна, г-н фон дер Линдена и г-н Иванова. Заседания комитета по вознаграждениям проводятся не реже двух раз в год. Как минимум один член комитета по вознаграждениям должен являться Независимым директором.

Назначение нового генерального партнера

Соглашение о партнерстве в целом предусматривает, что Генеральный партнер не вправе передать свою долю участия генерального партнера в Zhaikmunai L.P. какому-либо лицу, помимо Thyler или любого Аффилированного лица Thyler, за исключением тех случаев, когда (i) держатели не менее 75% Долей участия, присутствующие и голосующие на соответствующем собрании, дали согласие на такую передачу, или (ii) имеет место передача Долей участия или ГДР, представляющих не менее 50% от общего объема выпущенных Долей участия, со стороны любого партнера с ограниченной ответственностью или его аффилированных лиц в пользу какого-либо третьего лица стороне согласно Статье 18 Соглашения о партнерстве. После такой передачи Генеральный партнер может уступить все или какие-либо свои доли участия генерального партнера такому третьему лицу или, в случае передачи всего акционерного капитала Генерального партнера такому третьему лицу, сложить с себя полномочия генерального партнера Zhaikmunai L.P. и выйти из состава участников партнерства без одобрения держателей Долей участия с даты, в которую новый генеральный партнер примет на себя права и обязанности Генерального партнера по Соглашению о партнерстве. Кроме того, по предложению Генерального партнера для того, чтобы Генеральному партнеру было разрешено выйти из состава участников партнерства после назначения нового генерального партнера, требуется предварительное одобрение держателей 75% Долей участия, проголосовавших соответствующим образом на собрании партнеров с ограниченной ответственностью.

До окончания срока действия Соглашения о взаимоотношениях Thyler может передать свой контроль над Генеральным партнером третьей стороне, не являющейся компанией Thyler или ее Аффилированными лицами, только с согласия партнеров с ограниченной ответственностью, представляющих не менее 75 % Долей участия, присутствующих и голосующих на соответствующем собрании, что будет по существу иметь те же последствия, что и непосредственный выход Генерального партнера из состава участников партнерства или передача им принадлежащей ему доли в Zhaikmunai L.P. за исключением случаев, когда такая передача осуществляется в соответствии с вышеприведенным параграфом.

Конфликт интересов и фидуциарные обязанности

Организационная структура, структура собственности и инвестиций Zhaikmunai L.P. включает ряд взаимоотношений, которые могут привести к возникновению конфликта интересов между Zhaikmunai L.P., партнерами с ограниченной ответственностью и держателями ГДР, с одной стороны, и Thyler с ее Аффилированными лицами, с другой стороны. В частности, конфликт интересов, среди прочего, может возникнуть по причине того, что:

- договоренности Группы с Thyler и ее Аффилированными лицами были согласованы в контексте аффилированных взаимоотношений, что могло привести к наличию в таких договоренностях условий, являющихся менее благоприятными, чем те, которые в иных случаях могли бы быть согласованы с незаинтересованными сторонами;
- между Zhaikmunai L.P. и Генеральным партнером может возникнуть конфликт интересов в связи с тем, что Фрэнк Монстрей, косвенно контролирующий акционера Генерального партнера, является председателем Совета директоров и, в качестве такового, оказывает существенное влияние на коммерческую деятельность и дела Zhaikmunai L.P.; и
- Thyler и ее Аффилированным лицам (за исключением Генерального партнера) будет разрешено заниматься другими видами деятельности и оказывать услуги третьим лицам, которые могут конкурировать напрямую с коммерческой деятельностью Группы, без предоставления Zhaikmunai L.P.

возможности участия в таких иных видах деятельности, что может привести к выделению ресурсов и персонала Thyler другим лицам, конкурирующим с Группой.

В соответствии с Соглашением о взаимоотношениях Thyler приняла на себя обязательство следить за тем, чтобы Zhaikmunai L.P. постоянно имело возможность заниматься своей коммерческой деятельностью независимо от Thyler и ее Аффилированных лиц (за исключением Zhaikmunai L.P. и какой-либо из его дочерних компаний) и чтобы все сделки и взаимоотношения Zhaikmunai L.P. с Thyler и ее Аффилированными лицами (за исключением Zhaikmunai L.P. и какой-либо из его дочерних компаний) осуществлялись на рыночных и обычных коммерческих условиях. См. раздел “Связанные стороны и сделки с ними — Соглашение о взаимоотношениях с Thyler, ZGL и Claremont”.

За исключением вышеописанного, потенциальные конфликты интересов между обязанностями Генерального партнера перед Zhaikmunai L.P. и какими-либо другими частными интересами или иными обязанностями, которые у них могут иметься, отсутствуют.

Возмещение убытков и ограничение ответственности

Соглашение о партнерстве

В соответствии с законодательством острова Мэн соглашение об ограниченном партнерстве, таком как Zhaikmunai L.P., может предусматривать гарантии возмещения любому партнеру, должностным лицам и директорам любого партнера и любым другим лицам убытков, возникших в связи с любыми и всеми требованиями и претензиями любого рода, с учетом того, что такая гарантия возмещения убытков может быть признана судами острова Мэн противоречащей общественному порядку, а также с учетом того, что законодательством острова Мэн запрещается возмещение убытков, возникших в связи с привлечением лица к персональной ответственности, которая может быть возложена на него в соответствии со специальными положениями законодательства острова Мэн.

В соответствии с законодательством острова Мэн товариществу также разрешено выплачивать или возмещать расходы, понесенные кредитором по обязательству возмещения убытков, до вынесения окончательного постановления по судебному разбирательству, в связи с которым возникло основание для получения соответствующего возмещения. Согласно Соглашению о партнерстве Zhaikmunai L.P. обязано в полной мере, допускаемой законом, возмещать Генеральному партнеру и любому его Аффилированному лицу (а также их соответствующим должностным лицам, директорам, агентам, акционерам, партнерам, членам и сотрудникам), в каждом случае, суммы всех убытков, требований, ущерба, ответственности, затрат и расходов (включая гонорары и издержки юристов), присуждений по судебным решениям, штрафов, пени, процентов, выплат по мировым соглашениям или иные суммы, возникшие по любым и всем требованиям, претензиям, искам, тяжбам или разбирательствам, понесенных соответствующим кредитором по обязательству возмещения убытков в связи с коммерческой деятельностью Группы или по причине занятии такими лицами соответствующих должностей, кроме случаев, когда будет признано, что такие требования, ответственность, убытки, ущерб, затраты или расходы были вызваны недобросовестностью, мошенническими действиями или умышленными неправомерными действиями со стороны соответствующего кредитора по обязательству возмещения убытков или, в случае уголовного дела, действий, незаконный характер которых был известен соответствующему кредитору по обязательству возмещения убытков. Кроме того, согласно Соглашению о партнерстве (i) ответственность таких лиц была ограничена в полной мере, дозволенной законом, за исключением случаев, когда из поведения связано с недобросовестными действиями, мошенническими действиями или умышленными неправомерными действиями или, в случае уголовного дела, действиями, незаконный характер которых был известен соответствующему кредитору по обязательству возмещения убытков, и (ii) любой вопрос, одобренный большинством Независимых директоров, не будет представлять собой нарушения каких-либо обязанностей, прямо предусмотренных или подразумеваемых законами или правом справедливости, включая фидуциарные обязанности. В соответствии с Соглашением о партнерстве Zhaikmunai L.P. обязано направлять средства на оплату расходов любого кредитора по обязательству возмещения убытков в связи с любым обстоятельством, по которому может быть затребовано возмещение, до тех пор, пока не будет принято решение о том, что соответствующий кредитор по обязательству возмещения убытков не имеет права на получение такого возмещения.

Устав Генерального партнера

В соответствии с законодательством острова Мэн устав компании с ограниченной ответственностью, такой как Генеральный партнер, может предусматривать гарантии возмещения должностным лицам, директорам, акционерам и любым другим указанным компанией лицам убытков, возникших в связи с любыми и всеми требованиями и претензиями любого рода, с учетом того, что такая гарантия возмещения убытков может

быть признана судами острова Мэн противоречащей общественному порядку, а также с учетом того, что законодательством острова Мэн запрещается возмещение убытков, возникших в связи с привлечением лица к персональной ответственности, которая может быть возложена на него в соответствии со специальными положениями законодательства острова Мэн. В соответствии с акционерным законодательством острова Мэн компании с ограниченной ответственностью также разрешается выплачивать или возмещать соответствующие суммы кредитор по обязательству возмещения убытков до вынесения окончательного постановления по судебному разбирательству, в связи с которым возникло основание для получения соответствующего возмещения.

Согласно уставу Генерального партнера Генеральный партнер обязан в полной мере, допускаемой законом, возмещать своим Аффилированным лицам, директорам, должностным лицам, акционерам и сотрудникам) суммы любых и всех убытков, требований, ущерба, ответственности, затрат и расходов (включая гонорары и издержки юристов), присуждений по судебным решениям, штрафов, пени, процентов, выплат по мировым соглашениям или иные суммы, возникшие по любым и всем требованиям, претензиям, искам, тяжбам или разбирательствам, понесенных соответствующим кредитором по обязательству возмещения убытков в связи с коммерческой деятельностью Группы или по причине занимания такими лицами соответствующих должностей, кроме случаев, когда будет признано, что такие требования, ответственность, убытки, ущерб, затраты или расходы были вызваны недобросовестностью, мошенническими действиями или умышленными неправомерными действиями со стороны соответствующего кредитора по обязательству возмещения убытков или, в случае уголовного дела, действий, незаконный характер которых был известен соответствующему кредитору по обязательству возмещения убытков. Кроме того, согласно уставу Генерального партнера (i) ответственность таких лиц была ограничена в полной мере, дозволенной законом, за исключением случаев, когда из поведение связано с недобросовестными действиями, мошенническими действиями или умышленными неправомерными действиями или, в случае уголовного дела, действиями, незаконный характер которых был известен соответствующему кредитору по обязательству возмещения убытков, и (ii) любой вопрос, одобренный большинством независимых директоров, не будет представлять собой нарушения каких-либо обязанностей, прямо предусмотренных или подразумеваемых законами или правом справедливости, включая фидуциарные обязанности, и не будет неблагоприятным образом влиять на право любого кредитора по обязательству возмещения убытков на получение соответствующего возмещения. В соответствии с уставом Генерального партнера Генеральный партнер обязан направлять средства на оплату расходов любого кредитора по обязательству возмещения убытков в связи с любым обстоятельством, по которому может быть затребовано возмещение, до тех пор, пока не будет принято решение о том, что соответствующий кредитор по обязательству возмещения убытков не имеет права на получение такого возмещения.

Страхование

Zhaikmunai L.P. и Генеральный партнер заключили договоры страхования, по которым директора и должностные лица Генерального партнера будут застрахованы (с учетом ограничений, установленных соответствующим страховым полисом) от рисков возникновения определенных убытков, связанных с предъявлением таким директорам и должностным лицам требований по причине совершения ими каких-либо действий или допущения какого-либо бездействия, охваченных соответствующим страховым полисом, в качестве, соответственно, директоров или должностных лиц Генерального партнера, включая определенную ответственность по законодательству о ценных бумагах.

ОСНОВНЫЕ ВЛАДЕЛЬЦЫ ДОЛЕЙ УЧАСТИЯ В КАПИТАЛЕ ПАРТНЕРСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ И ДОЛИ УЧАСТИЯ

Zhaikmunai L.P. является партнерством с ограниченной ответственностью по законодательству острова Мэн, созданным и зарегистрированным по Закону «О партнерствах» 1909 года (“Закон о партнерствах”) 29 августа 2007 г. Zhaikmunai L.P. создано на неограниченный срок и будет продолжать свою деятельность в качестве ограниченного партнерства до момента его роспуска в соответствии с Соглашением о партнерстве. Доли в капитале Zhaikmunai L.P. состоят из Долей участия, представляющих собой дробное право на получение всех долей партнеров с ограниченной ответственностью в капитале Zhaikmunai L.P. и доли генерального партнера, принадлежащей ZGL. В данном описании, ссылка на “владельцев Долей участия” подразумевает партнеров с ограниченной ответственностью Zhaikmunai L.P., а ссылки на партнеров с ограниченной ответственностью Zhaikmunai L.P. подразумевают владельцев Долей участия.

Соглашение о партнерстве

Согласно статье 2.2 Соглашения о партнерстве Zhaikmunai L.P. разрешается заниматься любой коммерческой деятельностью, одобренной Генеральным партнером, которая может на законных основаниях осуществляться ограниченным партнерством, созданным по Закону о партнерствах или Соглашению о партнерстве, и совершать все необходимые или надлежащие действия для исполнения вышесказанного. Zhaikmunai L.P. не имеет права осуществлять прямые инвестиции в какую-либо организацию, являющуюся оффшорным фондом для целей Главы V (Оффшорные Фонды) Части XVII Закона “О налоге на прибыль юридических лиц”.

Любые и все полномочий и прав, которыми наделен Генеральный партнер, могут осуществлять в учетом ограничений, установленных в Соглашении о партнерстве, и должны осуществляться в порядке, соответствующем запретам и ограничениям, установленным Советом директоров. Партнеры с ограниченной ответственностью, выступая в указанном качестве, не вправе принимать участие в управлении коммерческой деятельностью Zhaikmunai L.P. и не имеют каких-либо прав или полномочий выступать от имени Zhaikmunai L.P., создавать обязательства для Zhaikmunai L.P., принимать участие или вмешиваться в ведение деятельности Zhaikmunai L.P. или управление им.

В соответствии с Соглашением о партнерстве Генеральный партнер не вправе предпринимать следующие действия без согласия владельцев большинства Долей участия, присутствующих и голосующих на соответствующем собрании: (i) назначать или прекращать полномочия любого директора Совета директоров; (ii) назначать или прекращать полномочия независимых аудиторов Zhaikmunai L.P.; (iii) утверждать годовую проверенную аудиторами отчетность Zhaikmunai L.P.; (iv) выпускать Доли участия; (v) осуществлять выплаты в форме распределения годовой прибыли; и (vi) вносить некоторые изменения в Соглашение о партнерстве. Генеральный партнер не вправе предпринимать следующие действия без согласия партнеров с ограниченной ответственностью, представляющих не менее 75% от общего числа Долей участия, присутствующих и голосующих на соответствующем собрании: (i) осуществлять роспуск партнерства; (ii) изменять или аннулировать какие-либо права в, предоставляемые долями участия партнеров с ограниченной ответственностью; (iii) исключать действие преимущественных прав покупки в отношении Долей участия; и (iv) совершать сделки по продаже, передаче или отчуждению активов, представляющих не менее 75% общей стоимости активов Zhaikmunai L.P.

Собственники Zhaikmunai L.P.

На дату настоящего Меморандума о предложении собственниками долей участия в капитале Zhaikmunai L.P. являлись:

	Доли участия (не представленные ГДР)		ГДР		Доли участия и ГДР	
	(Количество)	(%)	(Количество)	(%)	(Количество)	(%)
Владелец Долей участия:						
Claremont ⁽¹⁾	20 000 000	10,81	55 000 000 ⁽¹⁾	33,33	75 000 000	40,54
Bank of New York Mellon ⁽²⁾	165 000 000	89,19	—	—	165 000 000	89,19
Доли в свободном обращении	—	—	110 000 000	66,67	110 000 000	59,46

(1) Claremont в настоящее время владеет 55 млн. ГДР и 20 млн. Долей участия и, как результат, владеет 40,54% Долей участия в капитале Zhaikmunai L.P. (либо непосредственно, либо в форме ГДР). Каждая ГДР представляет собой одну Долю участия. 9 сентября 2010 года после получения одобрения антимонопольных органов Claremont продала 50 млн. ГДР, что составляет около 27% выпущенных Долей участия, в пользу компании KazStroyService Global B.V., филиала KCS (“KSS Global”), компании, которая построила для Группы Установку подготовки газа на Чинаревском месторождении. После завершения указанной передачи KSS Global владела указанными ГДР, которые представляли собой ценные бумаги в свободном

обращении. В связи с указанной продажей 50 млн. ГДР со стороны Claremont в пользу KSS Global, Claremont согласилась с тем, что она будет предпринимать разумные шаги, включая голосование в качестве партнера с ограниченной ответственностью на любом общем собрании партнеров с ограниченной ответственностью, для обеспечения того, чтобы физическое лицо, выдвинутое KSS Global (или два физических лица, если количество членов Совета Главного Партнера увеличивается до девяти директоров), было назначено в качестве директора в состав Совета директоров Генерального партнера. Из 55 млн. ГДР, которыми владеет Claremont, 23 809 524 подлежат передаче Dehus Dolmen Nominees, Аффилированному лицу Baring Vostok Capital Partners, и, в соответствии с указанной договоренностью, Baring Vostok Capital Partners выдвинуло своего представителя в состав Совета директоров Zhaikmunai Group Limited. В случае если будут осуществлены права на передачу, согласованные между сторонами, и произойдет передача 23 809 524 ГДР в пользу Dehus Dolmen Nominees, Claremont будет владеть 27,7% Долей участия в капитале Zhaikmunai L.P. (либо непосредственно, либо в форме ГДР). Ни Thyler, ни Claremont не заключали какое-либо другое соглашение, в соответствии с которым какой-либо другой директор может быть назначен в состав Совета директоров Zhaikmunai Group Limited.

- (2) Bank of New York Mellon является держателем Долей участия в качестве Депозитария и не имеет бенефициарных прав на такие Доли участия. Соответственно, доля участия Bank of New York Mellon включает те ГДР, что составляют часть долей, находящихся в свободном обращении, и и ГДР, держателем которых является Claremont.

Claremont имеет такие же права на участие в голосовании, как и другие партнеры с ограниченной ответственностью Zhaikmunai L.P., за исключением того, что Claremont обязалась не принимать участия в голосовании при принятии решений партнеров с ограниченной ответственностью о назначении или прекращении полномочий независимых директоров в составе совета директоров Генерального партнера. См. раздел *“Управление и принципы корпоративного управления”* и *“Связанные стороны и сделки с ними — Соглашение о взаимоотношениях с Thyler, ZGL и Claremont”*.

Информация о последних изменениях в структуре крупных владельцев Долей участия и ГДР приведена в разделе *“Коммерческая деятельность – Общий обзор”*.

СВЯЗАННЫЕ СТОРОНЫ И СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Ниже приведены сведения о некоторых сделках Группы со связанными сторонами.

Взаимоотношения с Thyler и ее Аффилированными лицами

На дату настоящего Меморандума о предложении Claremont, Аффилированное лицо Thyler, владеет примерно 40,54% Долей участия Zhaikmunai L.P. в форме 55 000 000 ГДР и 20 000 000 Долей участия. Кроме того, Thyler владеет 100% выпущенных акций ZGL, Генерального партнера. Thyler косвенно контролируется Фрэнком Монстрей, председателем Генерального партнера. Соответственно, Thyler и ее Аффилированные лица будут продолжать оказывать существенное влияние на коммерческую деятельность Zhaikmunai L.P. См. раздел *“Факторы риска—Факторы риска, относящиеся к взаимоотношениям Группы с Thyler и ее Аффилированными лицами — Акционер Генерального партнера имеет большое влияние на Эмитента и Группу”*.

Соглашение о взаимоотношениях с Thyler, ZGL и Claremont

Zhaikmunai L.P., действуя через своего предыдущего генерального партнера Scoulton, 28 марта 2008 г. заключило Соглашение о взаимоотношениях с Thyler, ZGL и Claremont, регулирующее (отчасти) ту степень контроля, которую Thyler и Claremont и их Аффилированные лица (за исключением Генерального партнера, Zhaikmunai L.P. и любой дочерней компании Zhaikmunai L.P.) могут осуществлять в отношении управления Zhaikmunai L.P. Основными целями Соглашения о взаимоотношениях является обеспечение того, чтобы Zhaikmunai L.P. могло постоянно осуществлять свою коммерческую деятельность независимо от Thyler и Claremont и их Аффилированных лиц (за исключением Генерального партнера, Zhaikmunai L.P. и любой их дочерней компании) и чтобы все сделки и взаимоотношения Zhaikmunai L.P. с Thyler и ее Аффилированными лицами (за исключением Генерального партнера, Zhaikmunai L.P. и любой его дочерней компании) совершались и формировались на рыночных и обычных коммерческих условиях.

В соответствии с Соглашением о взаимоотношениях как Thyler, так и Claremont берут на себя обязательства давать возможность Zhaikmunai L.P. осуществлять свою деятельность в наилучших интересах партнеров с ограниченной ответственностью и держателей ГДР в целом, давать возможность Zhaikmunai L.P. и его Аффилированным лицам постоянно осуществлять свою коммерческую деятельность независимо от Claremont и Thyler и ее Аффилированных лиц и позволять, чтобы сделки и взаимоотношения Zhaikmunai L.P. с Thyler и Claremont и их Аффилированными лицами совершались и формировались на рыночных и обычных коммерческих условиях. Кроме того, (a) Thyler обязуется соблюдать условия Соглашения о партнерстве (как если бы она являлась стороной такого соглашения), не вносить изменений в Устав Генерального партнера в отношении определенных действий (включая изменения в определение термина «Независимый директор») и не принимать решений акционера в отношении Claremont, которые нарушали бы условия Соглашения о взаимоотношениях; (b) Zhaikmunai L.P. обязуется относиться одинаково ко всем держателям ГДР, занимающим одинаковое положение друг к другу, в отношении прав, предоставляемых такими ГДР; (c) Claremont обязуется не осуществлять какие-либо принадлежащие ей по Долям участия права голоса в отношении любого решения, касающегося любой сделки, соглашения, договора или спора между Партнерством, с одной стороны, и Claremont и ее Аффилированными лицами, с другой стороны, а также не вносить каких-либо изменений в Соглашение о партнерстве, которые бы неблагоприятно сказывались на поддержании способности Партнерства осуществлять свою коммерческую деятельность независимо от Claremont и ее Аффилированных лиц; и (d) как Thyler, так и Claremont обязались не голосовать по какому-либо решению партнеров с ограниченной ответственностью или совета директоров о назначении и прекращении полномочий любого Независимого директора, за исключением случаев, когда срок назначения такого Независимого директора истек и он выставил свое кандидатуру на переизбрание либо совет директоров определил, что такой Независимый директор более не является независимым.

Как Thyler, так и Claremont также приняли на себя обязательство в том, что, если Claremont (и/или ее Аффилированные лица) договорятся о продаже, передаче или отчуждении Долей участия или ГДР, представляющих не менее 50% от общего числа выпущенных Долей участия, в пользу какого-либо третьего лица (**“Приобретатель”**) при таких условиях, когда применяются предусмотренные Соглашением о партнерстве положения о поглощении, они будут обязаны приложить все разумные усилия для обеспечения того, чтобы Приобретатель (или его Аффилированные лица) также согласился приобрести весь выпущенный акционерный капитал Генерального партнера (и Thyler обязалась, если потребуется, продать такие акции в капитале Генерального партнера при таких обстоятельствах либо иным образом разрешить Генеральному партнеру снять с себя полномочия генерального партнера Партнерства).

Соглашение о взаимоотношениях действует и имеет юридическую силу до (i) прекращения включения ценных бумаг Zhaikmunai L.P. в официальный котировальный список Управления Великобритании по финансовым услугам или их допуска к торгам на Лондонской фондовой бирже или (ii) того момента, когда Thyler (и ее Аффилированные лица) перестанут владеть 25% или более находящихся в обращении Долей участия Zhaikmunai L.P. (в зависимости от того, какое из указанных обстоятельств наступит ранее). Claremont обязуется обеспечить, чтобы любое Аффилированное лицо Claremont, которому Claremont передаст какую-либо долю участия в Zhaikmunai L.P., присоединилось к Соглашению о взаимоотношениях до осуществления такой передачи.

Директора считают, что условия Соглашения о взаимоотношениях позволяют Zhaikmunai L.P. обеспечивать отсутствие возможности злоупотребления со стороны Thyler (и ее Аффилированных лиц) ее положением в качестве контролирующего держателя Долей участия Zhaikmunai L.P.

Соглашение о подписке Claremont

В соответствии с Соглашением о подписке Claremont от 29 июля 2009 г., вступившим в силу 15 сентября 2009 г., Zhaikmunai L.P. обязалось позволять компании Claremont номинировать одного директора в состав Совета директоров (кандидатура такого лица, в свою очередь, предлагается компании Claremont Инвестором в соответствии с условиями подписки Инвестора на облигации участия в займе компании Claremont в соответствии с инвестиционным соглашением от 29 июля 2009 г., с поправками) одновременно с правом номинировать одного Независимого директора в состав Совет директоров (при условии получения одобрения со стороны большинства партнеров с ограниченной ответственностью, независимых от Claremont).

Условия Соглашения о подписке Claremont были утверждены Независимыми директорами в соответствии с требованиями Соглашения о партнерстве.

Соглашение о партнерстве

29 августа 2007 г. Scoulton и Amery заключили Соглашение о партнерстве в отношении учреждения Zhaikmunai L.P., согласно которому Scoulton являлась держателем 100% долей участия в компаниях Claydon и Jubilata на условиях доверительного управления в интересах Zhaikmunai L.P., выступая в качестве Генерального партнера. Scoulton являлась на тот момент генеральным партнером Zhaikmunai L.P. и владела 99.9% долей участия в нем, а остальная часть долей участия принадлежала Amery; как Scoulton, так и Amery полностью принадлежат Thyler. Thyler косвенно контролируется г-ном Монстрей, председателем Генерального партнера.

16 ноября 2007 г., Scoulton, ZGL и Amery заключили новое соглашение об изложении Соглашения о партнерстве в новой редакции. Соглашение о партнерстве были внесены дополнительные изменения и оно было изложено в новой редакции 14 марта 2008 г. Согласно таким изменениям после допуска ГДР к листингу по Международной книге заявок (IOB) доли участия Scoulton в партнерстве были разделены на долю участия генерального партнера и долю участия партнера с ограниченной ответственностью (такая доля участия партнера с ограниченной ответственностью представляла приблизительно 99.9% долей участия в Zhaikmunai L.P.). Доли участия партнера с ограниченной ответственностью затем были конвертированы в 100 000 000 Долей участия после допуска ГДР к листингу по Международной книге заявок (IOB) в связи со Схемой реорганизации. Согласно таким изменениям и новой редакции Scoulton сняла с себя полномочия Генерального партнера (и передала долю участия генерального партнера в пользу ZGL), а Генеральным партнером была назначена ZGL с момента допуска ГДР к листингу по Международной книге заявок (IOB). Кроме того, с момента допуска ГДР к листингу по Международной книге заявок (IOB), права партнеров с ограниченной ответственностью были изменены (что выразилось в том, что отныне их доли участия были представлены Долями участия, а кроме того им предоставляли некоторые дополнительные права) и Zhaikmunai L.P. выпустило новые Доли участия для того, чтобы принять на практике меры, необходимые для реализации Первоначального предложения, и придать юридическую силу соответствующим дополнительным правам, предоставленным партнерам с ограниченной ответственностью. 27 августа 2009 г. Соглашение о партнерстве было изменено и изложено в новой редакции на основании специального решения партнеров с ограниченной ответственностью, утвержденного 19 августа 2009 г. Указанные изменения включали в себя разъяснения относительно согласий, которые необходимо было получить для изменения местонахождения основного места коммерческой деятельности Zhaikmunai L.P., исключали ссылки на предыдущих партнеров с ограниченной ответственностью и содержали механизм, касающийся Первоначального предложения. В соответствии с такими изменениями и новой редакцией Соглашения о партнерстве, права партнеров с ограниченной ответственностью не были затронуты.

Соглашения об оказании услуг

Некоторые руководители старшего звена предоставляют свои услуги Жаикмунаю на основании соглашения об оказании услуг от 27 марта 2007 г., заключенного между Probел и Жаикмунаем (**“Соглашение об оказании услуг с компанией Probел”**). Probел контролируется г-ном Монстрей, председателем Генерального партнера. Согласно Соглашению об оказании услуг с компанией Probел Жаикмунай выплачивает компании Probел вознаграждение, рассчитываемое посредством умножения количества рабочих дней соответствующего исполнительного лица или менеджера в месяц на дневную ставку такого исполнительного лица или менеджера, предусмотренную таким Соглашением об оказании услуг с компанией Probел. Общая сумма вознаграждения, выплаченная Жаикмунаем компании Probел по Соглашению об оказании услуг с компанией Probел, составила 9,2 млн. долларов США за год, завершившийся 31 декабря 2009 г. (6,0 млн. долл. США в 2008 г.).

Некоторые сотрудники оказывают услуги Zhaikmunai L.P на основании соглашения об оказании услуг от 1 января 2009 г., заключенного между Amersham Oil Limited (**“Amersham”**) и Жаикмунаем (**“Соглашение о предоставлении персонала”**). Amersham косвенно контролируется г-ном Монстрей. В соответствии с Соглашением о предоставлении персонала Жаикмунай выплачивает компании Amersham ежемесячное вознаграждение в обмен на предоставление компанией Amersham персонала и консультационных услуг для осуществления руководства и соответствующей деятельности. Размер указанного вознаграждения определяется каждый месяц, в течение которого действует Соглашение о предоставлении персонала. Общая сумма вознаграждения, выплаченная Жаикмунаем компании Amersham по Соглашению о предоставлении персонала, составила 965 000 долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2007 г., 1,25 млн. долл. США - за год, завершившийся 31 декабря 2008 г., и 1,7 млн. долл. США - за год, завершившийся 31 декабря 2009 г.

Фрэнк Монстрей, Кай-Уве Кессель, Ян-Ру Мюллер и Томас Харнетт оказывают свои услуги Жаикмунаю на основании соглашения об оказании консультационных услуг, заключенного между ZGL и FvdS 1 сентября 2008 г. (и изложенного в новой редакции 17 сентября 2009 г.), и распространяющего свое действие на период с 20 декабря 2007 г. (**“Соглашение об оказании услуг исполнительными должностными лицами”**). FvdS, ранее являющаяся Аффилированным лицом Probел, на момент допуска ГДР к листингу по Международной книге заявок (IOB), косвенно контролировалась г-ном Монстрей. Впоследствии, 30 июня 2008 г., FvdS была передана Zhaikmunai L.P. (однако такая передача не имела юридической силы до 1 января 2009 г.). Согласно условиям Соглашения об оказании услуг исполнительными должностными лицами FvdS обязуется обеспечивать предоставление компании ZGL и ее Аффилированным лицам услуг со стороны соответствующих лиц в качестве консультантов, а не в качестве работников компании ZGL или какой-либо из ее дочерних компаний. FvdS заключила параллельное соглашение об оказании услуг с компанией Probел от 1 сентября 2008 г. (которое было изложено в новой редакции 17 сентября 2009 г. (**“Соглашение с компанией Probел об оказании услуг исполнительными должностными лицами”**)), передав компании Probел в порядке субподряда свои обязанности и обязательства по Соглашению об оказании услуг исполнительными должностными лицами, начиная с 20 декабря 2007 г., в целом на тех же условиях, что и в Соглашении об оказании услуг исполнительными должностными лицами.

28 февраля 2009 г. Жаикмунай заключил соглашение об оказании услуг с компанией Prolag BVBA (**“Prolag”**), Аффилированным лицом Probел, в соответствии с которым Prolag приняла на себя обязательство оказывать Жаикмунаю определенные коммерческие, маркетинговые и другие услуги, включая, помимо прочего, консультации по стратегии сбыта и эффективной маркетинговой политике Жаикмуная, структуризации его политики ценообразования, а также предоставление регулярных консультаций и оказание содействия в финансовых вопросах, таких как разработка бюджета, кредитная политика и финансовый контроль. Prolag получила право на разовое вознаграждение в размере 360 000 евро за период до 1 февраля 2009 г. (включительно). В отношении всех услуг, оказанных после этой даты, размер вознаграждения согласовывался отдельно для каждого проекта либо, в противном случае, выплачивается согласованная сторонами сумма, рассчитанная для определенного периода оказания услуг в соответствии с согласованным графиком, приведенным в соглашении. Общая сумма вознаграждения, выплаченная Жаикмунаем компании Prolag в соответствии с указанным соглашением, составила 2,2 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2009 г.

13 марта 2009 г., компания FvdS заключила соглашение об оказании услуг (**“Соглашение об оказании услуг FvdS/Жаикмунай”**) с Жаикмунаем, в соответствии с которым она приняла на себя обязательство выступать в качестве консультанта Жаикмуная в связи с переговорами о закрытии и замене определенных соглашений о хеджировании (**“Сделки”**), заключенных в связи с Синдицированным Кредитом. Указанные услуги включают, среди прочего, консультации, предоставляемые FvdS Жаикмунаю, по вопросам структуры, процесса и сроков проведения Сделок (включая любые вопросы оценки и связанные вопросы в отношении Сделок), а также по вопросам величины, структуры, сроков и условий любых соглашений о хеджировании в контексте действующего бизнес-плана и прогнозов Жаикмуная. В соответствии с

условиями такого соглашения FvdS имеет право на получение вознаграждения за успешное завершение оказания услуг в размере 830 250 долл. США (после уплаты всех налогов), а также на возмещение всех накладных расходов, должным образом понесенных в ходе исполнения соглашения. 13 марта 2009 г. FvdS также заключила параллельное соглашение об оказании услуг с компанией Probel (**“Соглашение об оказании услуг FvdS/Probel”**), передав компании Probel в порядке субподряда свои обязанности и обязательства по Соглашению об оказании услуг FvdS/Жаикмунай в целом на тех же условиях, что и в Соглашении FvdS, за исключением того, что размер вознаграждения за успешное завершение оказания услуг, подлежащее уплате со стороны FvdS в пользу Probel, будет равен 810 000 долл. США (что составляет 2% от денежной суммы, которая может быть получена Жаикмунаем по его существующим соглашениям о хеджировании, плюс соответствующий НДС, если применимо).

FvdS и Zhaikmunai L.P. заключили последующее соглашение 31 мая 2009 г. (**“Соглашение о содействии FvdS/Жаикмунай”**), в соответствии с которым FvdS согласилась (на условиях максимально возможного исполнения) оказывать содействие Жаикмунаю в получении финансирования, необходимого для реструктуризации Синдицированного Кредита. В рамках такого соглашения FvdS отвечала, среди прочего, за предоставление консультаций Жаикмунаю по реструктуризации Синдицированного Кредита, подготовку финансовых моделей в отношении такой предложенной реструктуризации и привлечение профессиональных консультантов для работы над кредитной документацией. За предоставление соответствующих услуг FvdS получала право на уплату ей вознаграждения (за акцепт потенциальным кредитором условий Жаикмуная) в размере 1 млн. долл. США, а после заключения Жаикмунаем измененного соглашения о Синдицированном Кредите – на уплату ей дополнительного вознаграждения в размере 500 000 долл. США. Обе указанные суммы, которые будут выплачены после уплаты всех налогов, подлежат 2,5% надбавке. 31 мая 2009 г. FvdS заключила параллельное соглашение о содействии с компанией Probel (**“Соглашение о содействии FvdS/Probel”**), передав компании Probel в порядке субподряда свои обязанности и обязательства по Соглашению о содействии FvdS/Жаикмунай в целом на тех же условиях, что и в Соглашении FvdS, за исключением того, что к вознаграждениям, подлежащим уплате со стороны FvdS в пользу Probel по указанному соглашению, не будет применяться надбавка в 2,5%.

В марте 2007 г. Жаикмунай заключила с FvdS соглашение об оказании управленческих услуг. В соответствии с таким соглашением FvdS предоставляет консультации и содействие по коммерческим вопросам, включая общее коммерческое развитие, стратегическое планирование, составление бюджета и наем персонала за пределами Казахстана, а в обмен Жаикмунай обязуется выплачивать FvdS ежегодное вознаграждение за оказание услуг в размере 4,08 млн. долл. США. Указанное соглашение истекло 31 декабря 2007 г. и не было возобновлено. Общая сумма вознаграждения, выплаченная Жаикмунаем FvdS по данному соглашению, составила 904 000 долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2007 г.

Прочее

По сделкам с компанией КСС, см. раздел *“Коммерческая деятельность — Контракты, имеющие существенное значение для нашей деятельности — Соглашение о строительстве Установки подготовки газа”*.

Пит Эверэрт, один из Неисполнительных директоров, является партнером адвокатской конторы VWEW Advocaten в Брюсселе, которая оказывала юридические услуги как Probel, так и Tensor в период 2006-2009 гг. Указанные деловые отношения продолжаются до настоящего времени.

Группа заключила некоторые другие сделки со связанными сторонами, как указано в Примечании 21 к проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за годы, завершившиеся 31 декабря 2009 г. и 31 декабря 2008 г., и в Примечании 11 к непроверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности по состоянию на (и за шесть месяцев, завершившихся) 30 июня 2010 г.

Любая сделка с какой-либо связанной стороной, не контролируемой Генеральным партнером или Zhaikmunai L.P., должна быть утверждена большинством Независимых директоров. См. раздел *“Управление и принципы корпоративного управления — Структура Совета директоров, деятельность и комитеты Генерального партнера — Решения, требующие одобрения со стороны Независимых директоров”*.

ОПИСАНИЕ ПРОЧЕЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ И НЕКОТОРЫХ ФИНАНСОВЫХ СОГЛАШЕНИЙ

Ниже приведено краткое описание некоторых по задолженностям Группы и некоторых финансовых соглашений, стороной которых является или будет являться Группа. Указанное описание не является полным и целиком и полностью определяется, посредством ссылки, исходными документами.

Синдицированный Кредит

12 декабря 2007 г. Zhaikmunai L.P. заключило соглашение о предоставлении кредита в размере 550,0 млн. долларов США под обеспечение с преимущественным правом требования с BNP Paribas в качестве уполномоченного ведущего организатора, со сроком погашения не позднее 31 декабря 2014 г., по которому Жаикмунай выступает в качестве заемщика, а Zhaikmunai L.P. и его Аффилированные лица (за исключением FvdS) - в качестве гарантов (с учетом периодически вносимых изменений, “Синдицированный Кредит”). В результате более низкой, чем ожидалось EBITDA на 31 декабря 2008 г., Группа допустила нарушение предусмотренных Синдицированным кредитом односторонних обязательств в отношении соотношения EBITDA и расходов на выплату процентов и соотношения EBITDA и общей задолженности, и по данному неисполнению впоследствии был заявлен отказ от претензий в рамках соглашения о внесении изменений в Синдицированный Кредит. В соответствии с соглашением о внесении изменений от 27 августа 2009 г. (которое вступило в силу после выполнения предварительных условий 15 сентября 2009 г.), по существующим случаям неисполнения обязательств по Синдицированному Кредиту был заявлен отказ от претензий в обмен на то, что, помимо прочего, кредиторы снизили объем Синдицированного Кредита до 382 млн. долл. США и увеличили процентную ставку до ставки, равной ЛИБОР плюс 7%.

Непогашенные суммы по Синдицированному Кредиту обеспечиваются различными формами обеспечения, включая, (i) залог 100% долей участия в уставном капитале Жаикмуная; (ii) залог прав по банковским счетам; (iii) уступку прав по контрактам на сбыт продукции; (iv) уступку прав по всем гарантиям или гарантиям выполнения обязательств, выданным в связи с контрактом с компанией КСС на строительство Установки подготовки газа; и (v) уступку прав, принадлежащих Жаикмунаю по заключенным им существующим или будущим страховым полисам. Все обеспечительные соглашения имеют силу при условии получения соответствующих одобрений и осуществления всех соответствующих регистраций, в зависимости от того, что может быть применимо. Синдицированный Кредит подлежит обязательному досрочному погашению в части, равной сумме средств, вырученных от любого существенного отчуждения активов или реализации предложения по долговым обязательствам. Жаикмунай также имеет право производить добровольное досрочное погашение непогашенных сумм по Синдицированному Кредиту.

Zhaikmunai L.P. будет использовать часть чистого дохода от реализации данного предложения для полного погашения всех сумм, которые являются непогашенными по Синдицированному Кредиту.

Контракты на хеджирование

В марте 2010 года Жаикмунай заключил контракты на хеджирование, охватывающие экспортную продажу нефти в объеме 4 000 баррелей в день, действующие с марта 2010 г. по декабрь 2010 г. Сторонами контрактов на хеджирование являются BNP Paribas, Natixis и Raiffeisen Zentralbank. В соответствии с данными контрактами на хеджирование, минимальная цена на сырую нефть марки Brent зафиксирована в размере 60 долларов США за баррель.

Данные контракты на хеджирование могут обновляться или прекращать действие после погашения обязательств по Синдицированному Кредиту, и, если существующие контракты на хеджирование обновляются или прекращают действие, Жаикмунай может быть обязан оплатить определенные издержки, связанные с закрытием/прекращением действия хеджирования, либо аналогичные суммы в рамках таких контрактов.

Внутрифирменные займы и соглашения о субординировании обязательств

В связи с Синдицированным Кредитом были заключены три договора о предоставлении внутригрупповых займов между (i) Zhaikmunai LP (в качестве займодавца) и Jubilata (в качестве заемщика), (ii) Jubilata (в качестве займодавца) и FvdS (в качестве заемщика), от, соответственно, 29 августа 2008 г. (с изменениями и дополнениями от 29 августа 2009 г.), 29 августа 2008 г. (с изменениями и дополнениями от 29 августа 2009 г.) и 1 июля 2008 г. (с изменениями и дополнениями от 27 августа 2009 г.) (“Внутригрупповые займы”). Первый платеж на общую основную сумму в размере 90 276 000 долларов США был произведен 29 августа 2008 г., а второй платеж на общую основную сумму в размере 261 650 000 долларов США - 15 сентября 2009 г. На Внутригрупповой заем между Zhaikmunai LP и Jubilata проценты начисляются по ставке 2,3%, на

Внутригрупповой заем между Jubilata и FvdS - по ставке 2,35%, а на Внутригрупповой заем между FvdS and Жаикмунай - по ставке 2,6%, и такие проценты подлежат уплате ежемесячно в форме предоплаты. Соответствующие заемщики по Внутригрупповым займам несут обязательство по погашению основной суммы займа и начисленных процентов после погашения обязательств по Синдицированному Кредиту.

В связи с Внутригрупповыми займами были заключены три соглашения о субординировании обязательств от, соответственно, 3 сентября 2009 г., 3 сентября 2009 г. и 1 июля 2008 г. (с изменениями и дополнениями от 28 августа 2009 г.) (**“Соглашения о субординировании обязательств”**). Соглашения о субординировании обязательств предусматривают, среди прочего, что соответствующие займодавцы уступают в порядке обеспечения все свои права по Внутригрупповым займам и обязуются не требовать и не получать каких-либо платежей по Внутригрупповым займам, а соответствующие заемщики обязуются не оплачивать, не возвращать, не производить и не получать каких-либо платежей по Внутригрупповым займам. Соответствующие заемщики и займодавцы обязуются не предпринимать некоторых других действий, которые противоречили бы интересам BNP Paribas как кредитного агента и агента по обеспечению по Синдицированному Кредиту. Положения о субординировании требований займодавцев по Внутригрупповым займам будет действовать в интересах BNP Paribas до погашения всего непогашенного баланса по Синдицированному Кредиту.

После погашения обязательств по Синдицированному Кредиту за счет средств, вырученных от реализации предложения Облигаций, в определенные положения Внутригрупповых займов будут внесены изменения, которые будут касаться, в том числе, процентных ставок, положений о досрочном погашении/погашении и положений о субординировании обязательств, а Соглашения о субординировании обязательств прекратят свое действие.

ОПИСАНИЕ ОБЛИГАЦИЙ

Zhaikmunai Finance B.V. в рамках предложения выпустит Облигации на общую основную сумму 450 млн. долларов США по соглашению о выпуске облигационного займа (**“Соглашение”**), заключенному между Эмитентом, Гарантами, Citibank N.A., выступающим в качестве доверительного управляющего (**“Доверительный управляющий”**), и Capita Trust Company Limited, выступающей в качестве агента по обеспечению (**“Агент по обеспечению”**). По Соглашению максимальная основная сумма долга по облигационному займу не ограничена, хотя объем выпуска Облигаций в рамках настоящего предложения будет ограничен 450 млн. долларов США. С учетом исключений, предусмотренных настоящим пунктом, Эмитент может выпустить дополнительные облигации, максимальная сумма основного долга по которым не ограничивается, с условиями выпуска, идентичными условиям Облигациям (**“Дополнительные облигации”**), даже если Дополнительные облигации имеют другую сумму первоначального эмиссионного дисконта для целей федерального налога на прибыль в США и даже если выпуск Дополнительных облигаций может негативно повлиять на стоимость первоначальных Облигаций. Эмитенту будет разрешено выпускать такие Дополнительные облигации только при условии соблюдения одностороннего обязательства, описанного под заголовком “ — Некоторые односторонние обязательства — Ограничения в отношении Задолженности”. Облигации и любые Дополнительные облигации, выпущенные впоследствии по Соглашению, будут считаться представляющими единый класс облигаций для всех целей по Соглашению, в том числе, помимо прочего, для целей заявления отказов от прав, внесения изменений, погашений или предложений о покупке. Если иное не следует из контекста, для всех целей Соглашения и данного раздела “Описание Облигаций” ссылки на Облигации включают любые фактически выпущенные Дополнительные облигации.

Следующее описание представляет собой краткое обобщение существенных условий Облигаций, Соглашения и Документов обеспечения. Оно, тем не менее, не воспроизводит указанные документы в полном объеме, и, при наличии ссылки на какие-либо отдельные положения таких документов, такие положения, включая определения определенных терминов, во всех отношениях обуславливаются ссылкой на все положения Облигаций, Соглашения и Документов обеспечения. Вам следует прочитать Соглашение и Документы обеспечения, так как они содержат дополнительную информацию и так как они, а не данное описание, определяют ваши права как держателя Облигаций. Копию формы Соглашения и Документов обеспечения можно получить у Эмитента по запросу или, если и до тех пор пока Облигации котируются на площадке Euro MTF и того требуют правила Люксембургской фондовой биржи, в указанном офисе платежного агента в Люксембурге.

Вы можете получить копию Соглашения в порядке, описанном в разделе “Листинг и общая информация” и, до тех пор пока облигации включены в Официальным котировальный лист Люксембургской фондовой биржи и допущены к торгам на площадке Euro MTF, в офисе платежного агента в Люксембурге.

Определения терминов, используемых с заглавной буквы в данном описании облигаций, вы найдете под заголовком “Некоторые определения”. В целях данного описания ссылки на “Холдинговую компанию”, “мы”, “наша” и “нас” относятся только к Zhaikmunai L.P., но не к какой-либо из его дочерних компаний. Ссылки на “Эмитента” относятся, до завершения Замены, к Zhaikmunai Finance B.V., но не к какой-либо из ее дочерних компаний, а после завершения Замены - к Zhaikmunai LLP, но не к какой-либо из его дочерних компаний. Ссылки на каких-либо должностных лиц или сотрудников Холдинговой компании или какую-либо Ограниченную дочернюю компанию должны считаться включающими ссылки на любых должностных лиц или сотрудников, которые выступают в такой роли или исполняют такие функции, но которые фактически наняты или получают вознаграждение со стороны Генерального партнера или Разрешенного держателя или со стороны любого Аффилированного лица Разрешенного держателя. Ссылки на какого-либо директора Холдинговой компании относятся к любому члену Совета директоров Холдинговой компании.

Общие положения

Облигации

Облигации:

- представляют собой общие основные (первоочередные) обязательства Эмитента;
- подлежат погашению 19 октября 2015 г.;
- будут выпущены номиналом 150 000 долл. США или бóльшим номиналом, который должен быть кратен 1 000 долл. США;

- будут представлены одной или несколькими зарегистрированными Облигациями в глобальной форме, но в некоторых случаях могут быть представлены Облигациями в индивидуальной форме (см. «Бездокументарный учет, передача и форма»);
- предусматривают преимущественную очередность удовлетворения требований по ним по сравнению со всеми существующими и будущими Субординированными обязательствами Эмитента;
- предусматривают ту же очередность удовлетворения требований по ним, что и любая основная (первоочередная) Задолженность, принятая на себя Эмитентом в будущем, без учета договоренностей об обеспечении;
- будут изначально полностью и безусловно гарантированы как основные (первоочередные) обязательства со стороны Холдинговой компании, Frans van der Schoot B.V., Claydon Industrial Limited, Jubilata Investments Limited, Condensate-Holding LLP и ТОО «Жаикмунай»; см. «Гарантии по облигациям»;
- фактически представляют собой основную (первоочередную) задолженность, по сравнению со всей необеспеченной Задолженностью Эмитента, в объеме, равном стоимости Обеспечения; и
- фактически представляют собой второстепенную задолженность, по сравнению со всей существующей или будущей Задолженностью Эмитента, обеспеченной иным имуществом или активами, помимо Обеспечения, в объеме, равном стоимости такого имущества или активов.

По состоянию на 30 июня 2010 г., на скорректированной основе, после учета результатов данного предложения и использования чистых поступлений, вырученных от реализации данного предложения, о чём более подробно описано в разделе «Использование поступлений», объем совокупной Задолженности Эмитента и Гарантов составил бы 450 млн. долл. США (не учитывая влияния любых затрат на выпуск по ОПБУ), причем такая Задолженность не представляла бы собой Задолженности, обеспеченной иным имуществом и активами, нежели Обеспечением. Холдинговая компания не имеет Аффилированных лиц (кроме Эмитента), которые не предоставили гарантий по Облигациям в Дату выпуска.

Проценты

Проценты по Облигациям будут капитализироваться раз в полгода и будут:

- начисляться по ставке 10,50% годовых;
- начисляться с Даты выпуска или, если проценты были уже выплачены, с последней даты уплаты процентов;
- подлежать уплате в денежной форме равными платежами раз в полгода 19 апреля и 19 октября, начиная с 19 апреля 2011 г.;
- подлежать уплате в пользу держателей облигаций, зарегистрированных в реестре по состоянию на 4 апреля и 4 октября, непосредственно предшествующих соответствующим датам уплаты процентов; и
- рассчитываться исходя из года, равного 360 дням и состоящего из двенадцати месяцев по 30 дней каждый.

Если дата уплаты процентов приходится на день, который не является Рабочим днём, то уплата процентов, которая должна быть произведена в такую дату уплаты процентов, будет произведена на следующий Рабочий день, последствия чего будут такими же, как если бы такая уплата процентов была произведена в такую дату уплаты процентов, и никакие дополнительные проценты не будут начислены в результате такой задержки выплаты. Эмитент будет уплачивать проценты на просроченные суммы основного долга по Облигациям по вышеуказанной ставке, а также на просроченные очередные выплаты процентов по такой ставке, если это разрешено законом.

Платежи по Облигациям

Эмитент выплатит сумму основного долга, премию, если таковая имеется, и проценты по Облигациям, представленным в глобальной форме, которые зарегистрированы на имя The Depository Trust Company (или назначенной ею лица) или держателем которых является The Depository Trust Company (или назначенное ею

лицо), путем перечисления средств с возможностью немедленного использования в пользу The Depositary Trust Company или назначенного ею лица, в зависимости от обстоятельств, как зарегистрированному держателю такой глобальной Облигации.

Платежный агент и Регистратор по Облигациям

Эмитент будет иметь одного или нескольких платежных агентов (каждый – «**Платежный агент**») по Облигациям в каждом из следующих мест: (i) Деловом центре (Сити) г. Лондона («**Основной платежный агент**»), (ii) районе Манхэттен Нью-Йорка и (iii) Люксембурге, до тех пор, пока Облигации будут включены в Официальный котировальный список Люксембургской фондовой биржи и допущены к торгам на площадке Euxo MTF Люксембургской фондовой биржи («**площадка Euxo MTF**») и пока этого будут требовать правила Люксембургской фондовой биржи. Эмитент обязуется привлечь Платежного агента в государстве-члене Европейского союза, которое не будет обязано удерживать или вычитать налог в соответствии с Директивой Европейского союза № 2003/48/ЕС или любой иной директивой, реализующей выводы заседания Совета ЭКОФИН от 26 и 27 ноября 2000 г. о налогообложении доходов от сбережений, или каким-либо законом, реализующим, выполняющим или принятым для соблюдения такой директивы. Первоначальными Платежными агентами будут Citibank N.A. в Лондоне, Citibank N.A. в Нью-Йорке и Dexia Banque Internationale, люксембургская акционерная компания (*société anonyme*), в Люксембурге.

Эмитент также будет иметь одного или нескольких регистраторов (каждый – «**Регистратор**») с офисами во Франкфурте (Германия) до тех пор, пока Облигации будут включены в Официальный котировальный список Люксембургской фондовой биржи и допущены к торгам на площадке Euxo MTF и пока этого будут требовать правила Люксембургской фондовой биржи. Эмитент также привлечет трансфер-агентов в Нью-Йорке и Люксембурге. Первоначальным Регистратором будет Citigroup Global Markets Deutschland AG & Co KGaA. Первоначальными трансфер-агентами будут Citibank N.A. в Нью-Йорке и Dexia Banque Internationale, люксембургская акционерная компания (*société anonyme*), в Люксембурге. Регистратор и трансфер-агент в Нью-Йорке и Регистратор и трансфер-агент в Люксембурге будут вести реестр, фиксирующий права собственности на Индивидуальные зарегистрированные облигации, которые являются непогашенными на соответствующий момент времени, а также будут производить выплаты по Индивидуальным зарегистрированным облигациям и производить передачи Индивидуальных зарегистрированных облигаций от имени Эмитента.

Эмитент вправе изменять любых Платежных агентов, Регистраторов или трансфер-агентов без направления предварительного уведомления держателям Облигаций.

Передача и обмен

Любой держатель вправе передать или обменять Облигации в соответствии с Соглашением. Регистратор и Доверительный управляющий вправе потребовать от любого держателя, помимо прочего, предоставить надлежащие индоссаменты и передаточные документы в связи с передачей Облигаций. Ни Эмитент, ни Доверительный управляющий, ни регистратор не взимают плату за какую-либо регистрацию передачи или обмена Облигаций, однако Эмитент вправе потребовать от держателя Облигаций уплатить сумму, достаточную для покрытия любого налога на передачу или иных предусмотренных государственных налогов и сборов, требуемых законом или разрешенных Соглашением. Эмитент не обязан осуществлять передачу или обмен какой-либо Облигации, выбранной для погашения. Кроме того, Эмитент не обязан осуществлять передачу или обмен какой-либо Облигации в течение 15 дней до выбора подлежащих погашению Облигаций.

Зарегистрированный держатель Облигации будет для всех целей считаться собственником такой Облигации.

Факультативное погашение

19 октября 2013 г. и после такой даты Эмитент будет вправе погасить все или периодически какую-либо часть Облигаций, при условии направления соответствующего уведомления не ранее, чем за 60 дней, и не позднее, чем за 30 дней, до даты соответствующего погашения, по следующей цене погашения (выраженной в процентах от основной суммы долга по Облигациям) вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по Облигациям (если таковые были начислены) до соответствующей даты погашения (с учетом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов), если соответствующие Облигации будут погашены в течение 12 месяцев с 19 октября указанных ниже годов:

Год	Процент
2013 г.	105,25%
2014 и после	100,00%

До 19 октября 2013 г. Эмитент вправе по своему выбору один или несколько раз погашать до 35% от совокупной основной суммы долга по Облигациям (включая Дополнительные облигации), выпущенным по Соглашению, за счет Чистых вырученных средств, полученных в результате одного или нескольких Предложений акций, по цене погашения, равной 110,50% основной суммы долга по таким Облигациям, вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по таким Облигациям (если таковые были начислены) до соответствующей даты погашения (с учетом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов), *при условии*, что

- (1) не менее 65% первоначальной основной суммы долга по Облигациям (включая Дополнительные облигации) остается непогашенной после каждого такого погашения; и
- (2) такое погашение состоится в течение 90 дней после даты завершения соответствующего Предложения акций.

Кроме того, Облигации могут погашаться (полностью или частично) в любой момент времени до 19 октября 2013 г. по выбору Эмитента, при условии направления предварительного уведомления не ранее, чем за 60 дней, и не позднее, чем за 30 дней, почтовым отправлением «первого класса» каждому держателю Облигаций по его зарегистрированному адресу, по цене погашения, равной 100% основной суммы долга по таким погашаемым Облигациям вместе с Применимой премией по состоянию на применимую дату погашения и вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по состоянию на такую применимую дату погашения (с учетом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов). «Применимая премия» означает, в отношении любой Облигации в любую применимую дату погашения, наибольшую из следующих величин:

- (1) 1,0% от суммы номинала такой Облигации; или
- (2) положительную разницу (если она имеется) между:
 - (a) действительной стоимостью на такую дату погашения (i) цены погашения такой Облигации по состоянию на 19 октября 2013 года (такая цена погашения указана в таблице, приведенной выше под заголовком «Факультативное погашение») плюс (ii) все требуемые процентные выплаты (за вычетом начисленных и не уплаченных процентов по состоянию на такую дату погашения), причитающиеся к уплате по таким Облигациям до 19 октября 2013 года (включительно), рассчитываемые с использованием дисконтной ставки, равной сумме Ставки казначейских облигаций на такую дату погашения и 50 базисных пунктов, и
 - (b) суммой номинала по такой Облигации.

«Ставка казначейских облигаций» означает по состоянию на любую дату погашения ставку дохода на момент погашения на момент расчета по казначейским облигациям Соединенных Штатов Америки с постоянным сроком погашения (в соответствии с данными, компилированными и опубликованными в последнем выпуске Статистической отчетности Федерального резерва США H.15 (519), который был опубликован не позднее чем за два Рабочих дня до соответствующей даты погашения (или, если такая Статистическая отчетность более не публикуется, то в соответствии с данными любого публичного источника или подобными данными о состоянии рынка), который в максимальной степени соответствует периоду с соответствующей даты погашения до 19 октября 2013 года, *при условии*, однако, что, если такой период с соответствующей даты погашения до 19 октября 2013 года не будет равен по своей продолжительности соответствующему постоянному сроку погашения какой-либо казначейской бумаги правительства США, в отношении которой дается средневзвешенное значение ставки дохода за неделю, то Ставка казначейских облигаций будет определяться методом линейной интерполяции (с расчетом исходя из ближайшего периода в 1/12 года) на основании данных о средневзвешенном значении ставки дохода за неделю по казначейским бумагам правительства США, в отношении которых даются такие данные, за исключением того, что, если такой период с соответствующей даты погашения до 19 октября 2013 года будет меньше одного года, то должно использоваться средневзвешенное значение ставки дохода за неделю по фактически торгуемым казначейским бумагам правительства США, с корректировкой на постоянный срок погашения продолжительностью в один год.

Если Эмитент не допустил неисполнения обязательств по уплате цены погашения, проценты перестанут начисляться на Облигации или на часть Облигаций, объявленную к погашению, с применимой даты погашения.

Выбор и уведомление

В случае если Эмитент осуществляет погашение не всех Облигаций, Доверительный управляющий выберет Облигации, которые будут погашены, на пропорциональной основе или, если это требуется законом или нормативными актами, в соответствии с требованиями основной национальной фондовой биржи (если таковые имеются), на которой Облигации прошли процедуру листинга, либо (если это невозможно) таким иным способом, который Доверительный управляющий по собственному усмотрению сочтет справедливым и надлежащим, при этом Облигации, первоначальная основная сумма долга по которым составляет 150 000 долларов США или менее, не могут погашаться частично. В случае если какая-либо Облигация должна быть погашена только частично, в уведомлении о погашении, касающемся такой Облигации, будет указываться та часть основной суммы долга по такой Облигации, которая подлежит погашению. Новая Облигация с основной суммой долга, равной непогашенной части соответствующей Облигации, будет выпущена на имя держателя соответствующей Облигации после аннулирования соответствующей частично погашенной Облигации. В дату погашения и после такой даты проценты по Облигациям или их долям, представленным к погашению, не будут начисляться, кроме случаев, когда мы допустим их неуплату.

Обязательное погашение; Предложения о покупке; Покупки на открытом рынке

Эмитент не обязан производить выплаты при обязательном погашении или платежи под создание резервов на выкуп в отношении Облигаций. Однако в некоторых случаях Эмитент может быть обязан направить предложение о покупке Облигаций, как описано в разделах под заголовками «—Смена контроля» и «—Некоторые односторонние обязательства—Ограничение в отношении продажи активов и акций Дочерних компаний».

Эмитент может приобретать Облигации иными способами, нежели посредством погашения, будь то в соответствии с открытым предложением, на открытом рынке, в рамках частных сделок или иным способом, в каждом таком случае в соответствии с применимым законодательством о ценных бумагах. Однако право Эмитента приобретать Облигации до установленной даты их погашения может быть ограничено иными действующими или будущими договорами Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний.

Дополнительные суммы

Все платежи по Облигациям или в отношении них или платежи, которые Гаранты производят по Гаранциям по облигациям или в отношении таких Гарантий по облигациям, будут производиться без какого-либо удержания или вычета каких-либо существующих или будущих налогов, пошлин, сборов, взысканий, начислений или государственных платежей любого характера, налагаемых или взыскиваемых в какой-либо юрисдикции, в которой Эмитент или какой-либо Гарант учрежден, ведет хозяйственную деятельность, является резидентом для налоговых целей или в целом субъектом налогообложения чистой прибыли или с территории или через территорию которой осуществляются платежи по Облигациям, или в каком-либо административно-территориальном подразделении любой такой юрисдикции, имеющем полномочия в области налогообложения (каждая такая юрисдикция или ее административно-территориальное подразделение – «**Соответствующая налоговая юрисдикция**»), а также без удержания или вычета каких-либо процентов, пени и иных сумм в отношении таких налогов, пошлин, сборов, взысканий, начислений или государственных платежей (совместно – «**Налоги**»), за исключением случаев, когда удержание или вычет таких Налогов требуется в соответствии с законом или толкованием или порядком применения такого закона соответствующим налоговым органом. В случае если Эмитент или какой-либо Гарант обязан произвести удержание или вычет какой-либо суммы в счет любых таких Налогов из суммы какого-либо платежа, произведенного по Облигациям или в отношении них, Эмитент или такой Гарант (в зависимости от обстоятельств) уплатит такие дополнительные суммы («**Дополнительные суммы**»), которые могут быть необходимы для того, чтобы чистая сумма, полученная каждым держателем или бенефициарным собственником (включая Дополнительные суммы) после такого удержания или вычета, была равна сумме, которую такой держатель или бенефициарный собственник получил бы, если бы не требовалось удержание или вычет таких Налогов.

Невзирая на вышесказанное, ни Эмитент, ни какой-либо Гарант не будут уплачивать Дополнительные суммы какому-либо держателю или бенефициарному собственнику в отношении или в счет:

- (1) любых Налогов, которые предусматриваются или взимаются любой Соответствующей налоговой юрисдикцией по причине имеющейся в настоящее время или имевшей место в прошлом связи такого держателя или бенефициарного собственника с такой Соответствующей налоговой юрисдикцией (в том числе, помимо прочего, в силу гражданства, подданства, места проживания, места домицилирования, наличия хозяйственной деятельности, наличия постоянного представительства, зависимого агента, места ведения бизнеса или места руководства, которые действуют или считаются действующими на территории Соответствующей налоговой юрисдикции), кроме как по причине простого получения какой-либо Облигации или владения ею, по причине получения платежей по Облигациям или по причине осуществления или принудительной реализации право по такой Облигации или Соглашению;
- (2) любых Налогов, которые начисляются или удерживаются по причине невыполнения соответствующим держателем или бенефициарным собственником какой-либо Облигации до соответствующей даты, в которую какой-либо платеж по Облигациям или в отношении Облигаций подлежит уплате («Соответствующая дата платежа»), письменного запроса Эмитента, адресованного такому держателю или бенефициарному собственнику и направленного не менее чем за 30 календарных дней до Соответствующей даты платежа, о предоставлении точной информации относительно любого удостоверения, идентификации, информации или иных требований о предоставлении отчетов, касающихся гражданства, места проживания (нахождения), личности или наличия связей с Соответствующей налоговой юрисдикцией, которые такой держатель или такой бенефициарный собственник юридически обязан выполнить (вне зависимости от того, предусмотрены) ли они законом, международным соглашением, нормативным актом или правоприменительной практикой, в каждом таком случае со стороны Соответствующей налоговой юрисдикции, в качестве предварительного условия для получения освобождения от уплаты Налогов или сокращения ставки вычета или удержания Налогов, установленных такой Соответствующей налоговой юрисдикцией (включая, помимо прочего, свидетельство, подтверждающее, что такой держатель или бенефициарный собственник не является резидентом такой Соответствующей налоговой юрисдикции);
- (3) любых Налогов на наследственную массу, наследство, дарение, продажу, передачу, имущество или подобные Налоги;
- (4) любого Налога, который уплачивается иным способом, нежели посредством вычета или удержания из суммы платежей, производимых по какой-либо Облигации или Гарантии по облигациям или в отношении них;
- (5) любого Налога, который не был бы таким образом наложен, если бы соответствующий держатель или бенефициарный собственник не представил (если такое представление требуется для того, чтобы получить соответствующий платеж) какую-либо Облигацию для оплаты в какую-либо дату, наступающую более чем через 30 дней после даты, в которую такой платеж стал подлежащим уплате, или даты, в которую надлежащим образом был создан резерв под такой платеж (в зависимости от того, что наступит позднее), кроме случаев, когда такой держатель или бенефициарный собственник имел бы право на получение таких Дополнительных сумм в случае представления им такой Облигации для ее оплаты в любой день (включая последний день) в течение такого 30-дневного периода;
- (6) любого удержания или вычета в отношении любых Налогов, если такое удержание или вычет установлены в отношении какой-либо выплаты в пользу любого физического лица и должны быть произведены в соответствии с Директивой Совета Европы № 2003/48/ЕС или какой-либо иной Директивой, реализующей выводы заседания Совета ЭКОФИН от 26 и 27 ноября 2000 г. о налогообложении доходов от сбережений, или каким-либо законом, реализующим, выполняющим или принятым для соблюдения такой Директивы; или
- (7) любого Налога, который установлен в отношении любого платежа, произведенного любому держателю или бенефициарному собственнику, который мог бы избежать такого удержания или вычета, направив запрос о том, чтобы платеж по такой Облигации был произведен другому платежному агенту в любом Государстве-члене Европейского союза, или представив Облигацию для оплаты какому-либо другому платежному агенту в любом Государстве-члене Европейского союза.

Кроме того, Дополнительные суммы не будут уплачиваться в отношении любых Налогов, установленных в отношении любого сочетания вышеуказанных статей.

Эмитент или Гарант также будут производить такие удержания или вычет Налогов и перечислять полную сумму таких удержанных или вычтенных Налогов (или обеспечивать, чтобы были произведены такие удержания или вычеты Налогов и чтобы полная сумма таких удержанных или вычтенных Налогов была перечислена) соответствующим налоговым органам в соответствии со всеми применимыми законами. Эмитент после получения соответствующего запроса в течение 30 дней после даты, в которую должна быть произведена уплата любых удержанных или вычтенных таким образом Налогов в соответствии с применимым законодательством, предоставит Доверительному управляющему заверенные копии налоговых квитанций, подтверждающих, что такая уплата была произведена Эмитентом или каким-либо Гарантом, или, если, невзирая на приложенные Эмитентом разумные усилия для получения таких квитанций, такие квитанции не могут быть получены, иные разумно приемлемые для Доверительного управляющего свидетельства, подтверждающие, что такая уплата была произведена Эмитентом.

Не позднее чем за 30 календарных дней до каждой даты, в которую должен быть произведен какой-либо платеж по Облигациям или в отношении Облигаций, если Эмитент или Гарант будет обязан уплатить Дополнительные суммы в связи с таким платежом (если только такое обязательство по уплате Дополнительных сумм не возникает позднее, чем за 30 дней до даты, в которую должен быть произведен платеж по Облигациям или в отношении Облигаций; в таком случае это должно быть выполнено безотлагательно после возникновения такого обязательства), Эмитент или Гарант предоставят Доверительному управляющему Сертификат должностного лица с указанием того, что такие Дополнительные суммы будут подлежать уплате, а также с указанием размера таких сумм и таких иных сведений, которые будут необходимы для того, чтобы такой Доверительный управляющий или Платежный агент уплатили такие Дополнительные суммы соответствующим держателям в соответствующую дату платежа. Эмитент безотлагательно опубликует уведомление в соответствии с положениями, приведенными в разделе «—Уведомления», с указанием того, что такие Дополнительные суммы будут подлежать уплате, а также с описанием соответствующего обязательства по уплате таких сумм.

Соглашением также будет предусмотрено, что, если Эмитент или какой-либо Гарант осуществляет хозяйственную деятельность в какой-либо юрисдикции («Дополнительная налоговая юрисдикция»), помимо любой Соответствующей налоговой юрисдикции, и в результате этого Эмитент или такой Гарант обязан в соответствии с требованиями законодательства такой Дополнительной налоговой юрисдикции удерживать или вычитать какую-либо сумму в счет уплаты Налогов, установленных такой Дополнительной налоговой юрисдикцией, из суммы платежей по Облигациям или какой-либо Гарантии по облигациям (в зависимости от обстоятельств), каковое удержание или вычет или требовались бы, если бы Эмитент или такой Гарант не осуществляли хозяйственной деятельности в такой Дополнительной налоговой юрисдикции, то вышеописанное положение об уплате Дополнительных сумм будут считаться применяющимися таким образом, как если бы ссылки в таком положении на «Налоги» включали ссылки на налоги, взыскиваемые посредством осуществления удержания или вычета в любой такой Дополнительной налоговой юрисдикции (или любом ее административно-территориальном подразделении).

Кроме того, Эмитент и любой Гарант будет уплачивать (i) любые действующие или будущие гербовые сборы, налоги на выпуск, регистрационные сборы, налоги на передачу, налоги на оформление документов, судебные сборы, акцизы или налоги на имущество или иные подобные налоги, сборы и пошлины, включая начисляемые на них проценты, пени и Дополнительные суммы в связи с подписанием, выпуском, вручением, регистрацией, погашением или аннулированием Облигаций, Соглашения, Гарантий по облигациям или любого иного документа или актов, упоминаемого в них, или в связи с получением платежей по Облигациям, Соглашению, Гарантии по облигациям или любому иному документу или акту, упоминаемому в них, (ii) любые такие налоги, сборы или пошлины, взимаемые в любой юрисдикции в результате или в связи с принудительным осуществлением прав по Облигациям, Гарантиям по облигациям или любому иному такому документу или акту после возникновения какого-либо Случая неисполнения обязательств в отношении Облигаций, и (iii) любые гербовые сборы, судебные сборы или налоги на оформление документов (или подобные сборы или начисления), взимаемые в связи с получением каких-либо платежей в отношении Облигаций или Гарантий по облигациям.

Вышеуказанные положения сохраняют силу в случае любого прекращения, аннулирования или полного исполнения Соглашения и будут применяться (с необходимыми изменениями) к любой юрисдикции, в которой учреждена, осуществляет хозяйственную деятельность, является резидентом для налоговых целей или на ином основании является субъектом налогообложения по налогу на чистую прибыль какая-либо Сохраняющаяся организация (как определено ниже) или правопреемник Эмитента или какого-либо Гаранта, а также к любому административно-территориальному подразделению, налоговому органу или государственному ведомству любой такой юрисдикции.

При упоминании в Соглашении или в настоящем разделе «Описание Облигаций» в любом контексте уплаты основной суммы долга (и премий, если имеются), процентов или любой иной суммы, подлежащей уплате по

какой-либо Облигации или в связи с какой-либо Облигацией (включая ее уплату, произведенную в соответствии с какой-либо Гарантией по облигациям), такое упоминание считается включающим упоминание уплаты Дополнительных сумм.

Погашение в случае изменения законодательства об уплате налогов на доходы в виде процентов или дивидендов

Эмитент вправе по своему выбору полностью (но не частично) погасить Облигации в любой момент времени, при условии направления держателям предварительного уведомления не ранее, чем за 60 дней, и не позднее, чем за 30 дней, по цене погашения, равной 100% основной суммы долга по таким погашаемым Облигациям вместе с начисленными, но не уплаченными процентами (если такие проценты были начислены) по состоянию на такую применимую дату погашения и всеми Дополнительными суммами (если имеются), которые причитаются к уплате на тот момент и которые станут причитающимися к уплате на дату соответствующего погашения в результате такого погашения или по иному основанию, если Эмитент добросовестно определит, что Эмитент обязан или в следующую дату, в которую какая-либо сумма будет подлежать уплате по Облигациям, будет обязан уплатить Дополнительные суммы (как определено выше в разделе «—Дополнительные суммы») по Облигациям в соответствии с их условиями, чего Эмитент не может избежать, приняв все разумные доступные ему меры, вследствие:

- (1) какого-либо изменения или дополнения законов или международных соглашений (или любых нормативных актов или постановлений, принятых в соответствии с ними) любой Соответствующей налоговой юрисдикции (как определено выше в разделе «—Дополнительные суммы»), затрагивающего вопросы налогообложения, если такое изменения или дополнение вступает в силу в дату Соглашения или после такой даты или, если Соответствующая налоговая юрисдикция была изменена после даты Соглашения, в дату или после даты, в которую действующая на тот момент Соответствующая налоговая юрисдикция стала Соответствующей налоговой юрисдикцией по Соглашению (или, в случае какого-либо правопреемника, в дату или после даты принятия на себя таким правопреемником обязательств Эмитента по настоящему документу); или
- (2) какого-либо изменения или дополнения в официальном порядке применения, исполнения или толкования законов, международных соглашений, нормативных актов или постановлений любой Соответствующей налоговой юрисдикции (включая любое постановление, решение или определение любого суда компетентной юрисдикции или любое изменений в установленной практике), если такое изменения или дополнение вступает в силу в дату Соглашения или после такой даты или, если Соответствующая налоговая юрисдикция была изменена после даты Соглашения, в дату или после даты, в которую действующая на тот момент Соответствующая налоговая юрисдикция стала Соответствующей налоговой юрисдикцией по Соглашению (или, в случае какого-либо правопреемника, в дату или после даты принятия на себя таким правопреемником обязательств Эмитента по настоящему документу) (каждый из случаев, описанных в подпунктах (1) и (2) выше, именуется - «**Изменение налогового законодательства**»).

Невзирая на вышесказанное, Эмитент не вправе погашать Облигации на основании настоящего положения в случае, если Соответствующая налоговая юрисдикция изменяется по Соглашению и Эмитент обязан уплатить Дополнительные суммы в результате какого-либо Изменения налогового законодательства действующей на тот момент Соответствующей налоговой юрисдикции, которое на тот момент, когда такая действующая Соответствующая налоговая юрисдикция стала Соответствующей налоговой юрисдикцией по Соглашению, было публично объявлено как предлагаемое или официально предложенное.

В случае если должны быть уплачены какие-либо Дополнительные суммы в результате того, что Эмитент ведет деятельность в какой-либо Дополнительной налоговой юрисдикции (как определено выше), соответствующее Изменения налогового законодательства должно вступить в силу после даты, в которую Эмитент начал осуществлять деятельность, ставшую основанием для соответствующего удержания или вычета.

Невзирая на вышесказанное, ни одно такое уведомление о погашении не должно направляться (а) ранее, чем за 90 дней до самой ранней даты, в которую Эмитент должен был бы произвести такую уплату Дополнительных сумм или удержание, если бы на тот момент подлежал бы уплате какой-либо платеж по Облигациям, и (b) если только одновременно с направлением такого уведомления соответствующее обязательство по уплате Дополнительных сумм остается действительным.

До опубликования или (в соответствующих случаях) отправления какого-либо уведомления о погашении в соответствии с вышеуказанными положениями, Эмитент предоставит Доверительному управляющему:

- (1) Сертификат должностного лица с указанием того, что Эмитент имеет право осуществить такое погашение, а также с заявлением о том, что предварительные условия, которые должны быть выполнены для того, чтобы у Эмитента было право произвести такое погашение, были выполнены (в том числе заявление о том, что Эмитент не может избежать такого обязательства по уплате таких Дополнительных сумм, приняв все разумные и доступные меры); и
- (2) Юридическое заключение, по форме и существу приемлемое для Доверительного управляющего, составленное признанным независимым налоговым консультантом, имеющим право давать заключения по законодательству Соответствующей налоговой юрисдикции и разумно приемлемым для Доверительного управляющего, с заключением о том, что Эмитент обязан или будет обязан уплатить такие Дополнительные суммы в результате Изменения налогового законодательства.

При условии отсутствия явных ошибок, Доверительный управляющий примет такой Сертификат должностного лица и такое заключение в качестве достаточного доказательства выполнения предварительных условий, как описано выше, и в таком случае такое доказательство будет считаться окончательным и обязательным для соответствующих держателей.

Вышеуказанные положения будут применяться (с необходимыми изменениями) к любому правопреемнику после того, как такой правопреемник станет стороной Соглашения, в отношении любого Изменения налогового законодательства, произошедшего после того момента, как такой правопреемник станет стороной Соглашения.

Гарантии по облигациям

Гаранты, действуя на условиях солидарной ответственности, предоставят полную и безусловную гарантию по обязательствам по Облигациям и Соглашению. Каждый Гарант согласится с тем, что его Гарантия по облигациям является безусловной, вне зависимости от действительности, правильности оформления или исковой силы Облигаций или Соглашения, отсутствия каких-либо действий, направленных на обеспечение их исполнения, какого-либо отказа от прав или согласия со стороны любого держателя Облигаций в отношении любых положений настоящего проспекта или таких документов, осуществления взыскания на какому-либо судебному решению, вынесенному против Эмитента, совершения каких-либо действий, направленных на обеспечение их исполнения, или любого иного обстоятельства, которое при иных обстоятельствах могло бы представлять собой основание (в силу закона или права справедливости) для освобождения гаранта от обязательств или для выдвижения гарантом каких-либо возражений против выполнения его обязательств.

Предоставленная каждым Гарантом Гарантия по облигациям:

- представляет собой общее основное (первоочередное) обязательство такого Гаранта;
- предусматривает преимущественную очередность удовлетворения требований по ней по сравнению со всеми существующими и будущими Субординированными обязательствами Гаранта такого Гаранта;
- предусматривает ту же очередность удовлетворения требований по ней, что и любая основная (первоочередная) Задолженность, принятая на себя таким Гарантом в будущем, без учета договоренностей об обеспечении;
- фактически представляет собой основную (первоочередную) задолженность, по сравнению со всей необеспеченной Задолженностью такого Гаранта, в объеме, равном стоимости Обеспечения; и
- фактически представляет собой второстепенную задолженность, по сравнению со всей существующей или будущей Задолженностью такого Гаранта, обеспеченной иным имуществом или активами, помимо Обеспечения, в объеме, равном стоимости такого имущества или активов.

Хотя Соглашением будет предусмотрено ограничение размера Задолженности, которую Гаранты могут Принять на себя, такая Задолженность может быть значительной и такое ограничение действует с учетом ряда существенных оговорок. Более того, Соглашением не предусматривается какое-либо ограничение в отношении Принятия на себя Гарантами обязательств, которые не считаются Задолженностью по Соглашению. См. «—Некоторые односторонние обязательства—Ограничения в отношении Задолженности».

Обязательства каждого гаранта по предоставленной им Гарантии по облигациям будут ограничены в необходимой степени с целью недопущения того, чтобы такая Гарантия по облигациям представляла собой мошеннический перевод актива или мошенническую передачу по применимому законодательству, а также с целью отражения ограничений, установленных в отношении законодательных запретов на получение выгод корпорациями и иных законодательных запретов, которые могут быть применимы, хотя не может быть дано никаких гарантий, что суд истолкует такое положение в пользу соответствующего держателя. См. *«Факторы риска— Риски, относящиеся к Облигациям, Гарантиям и Обеспечению —Законодательство о мошеннической передаче, получении выгоды корпорациями или реституции при несостоятельности может негативным образом повлиять на действительность и исковую силу Гарантий и прав обеспечения, созданных на основании документов обеспечения».*

Гарантия по облигациям, предоставленная Гарантом-дочерней компанией, автоматически прекращается:

- (a) при любой продаже или ином отчуждении (i) Акционерного капитала Гаранта-дочерней компании, после которого такой Гарант-дочерняя компания более не является Ограниченной дочерней компанией, или (ii) всех или преимущественно всех объектов имущества и активов Гаранта-дочерней компании в пользу Лица, которое (как до, так и после вступления в силу такой сделки) не является Холдинговой компанией, Ограниченной дочерней компанией или каким-либо Аффилированным лицом Холдинговой компании и которое соблюдает обязательство, описанное в разделе *«—Некоторые односторонние обязательства—Ограничение в отношении продажи активов и акций Дочерних компаний»;*
- (b) в случае если весь Акционерный капитал такого Гаранта-дочерней компании реализуется или иным образом отчуждается в рамках обращения принудительного взыскания на обеспечение в отношении Акционерного капитала такого Гаранта-дочерней компании согласно применимому(-ым) Документу(-ам) обеспечения в соответствии с условиями какого-либо Соглашения между кредиторами;
- (c) при указании такого гаранта в качестве Неограниченной дочерней компании в соответствии с условиями Соглашения;
- (d) в случаях, указанных в пятом пункте раздела *«—Некоторые односторонние обязательства—Слияние и объединение»;*
- (e) после безотзывного погашения Облигаций;
- (f) при аннулировании Облигаций или при полном выполнении и погашении обязательств по Соглашению, как описано ниже в разделе *«—Прекращение обязательств»* или *«—Выполнение и аннулирование обязательств»;* или
- (g) в случае Гарантии по облигациям, выпущенной ТОО Жаикмунай, после осуществления Замены согласно положениям, описанным ниже в разделе *«—Некоторые односторонние обязательства—Замена».*

Обеспечение

Общие положения

Обязательства Эмитента по Облигациям и Соглашению и обязательства Гарантом по Гарантиям по облигациям обеспечены:

- первоначальными залогами долей участия или акций в уставном капитале Эмитента и Frans van der Schoot B.V., непосредственной компании-акционера Эмитента; и
- первоначальным залогом прав по Займу вырученных средств.

По Соглашению Эмитент и Гаранты могут в будущем принимать на себя дополнительную обеспеченную Задолженность, предусматривающую те же права на первоочередное удовлетворение требований по такой Задолженности (в части, касающейся Обеспечения (кроме акций Эмитента и Займа вырученных средств)), что и Облигации.

На Заем вырученных средств проценты будут начисляться по ставке, равной процентной ставке, подлежащей уплате по Облигациям, увеличенной на определенную маржу, с такими корректировками, которые могут быть необходимы для учета любых дополнительных сумм, подлежащих уплате по ним, или любые штрафные проценты, суммы для возмещения налогов или иные суммы, подлежащие уплате в отношении Облигаций. Проценты и иные суммы, подлежащие уплате по Заему вырученных средств, будут подлежать уплате в дату, наступающую за два Рабочих дня до даты, в которую такие суммы подлежат уплате по Облигациям. Заем вырученных средств, помимо прочего, подлежит погашению в дату, наступающую за два Рабочих дня до даты, в которую все суммы по Облигациям подлежат уплате, будь то полностью или частично, в установленную дату уплаты, при досрочном погашении или при предъявлении требования о досрочном погашении.

Прекращение обременения

Эмитент и Гаранты будут вправе прекратить действие обременения в отношении имущества и иных активов, являющихся предметом Обеспечения, обеспечивающего исполнение обязательств по Облигациям и Гаранциям по облигациям (за исключением акций Эмитента и the Proceeds Loan, кроме как на основании пункта (е) ниже) в любом из следующих случаев:

- (a) при любой продаже или отчуждении (i) Акционерного капитала Гаранта-дочерней компании, после которого такой Гарант-дочерняя компания более не является Ограниченной дочерней компанией, или (ii) всех или преимущественно всех объектов имущества и активов Гаранта-дочерней компании в пользу Лица, которое (как до, так и после вступления в силу такой сделки) не является Холдинговой компанией, Ограниченной дочерней компанией или каким-либо Аффилированным лицом Холдинговой компании и которое соблюдает обязательство, описанное в разделе «—*Некоторые односторонние обязательства—Ограничение в отношении продажи активов и акций Дочерних компаний*»;
- (b) в случае если весь Акционерный капитал такого Гаранта-дочерней компании реализуется или иным образом отчуждается в рамках обращения принудительного взыскания на обеспечение в отношении Акционерного капитала такого Гаранта-дочерней компании согласно применимому(ым) Документу(ам) обеспечения в соответствии с условиями какого-либо Соглашения между кредиторами;
- (c) при указании такого гаранта в качестве Неограниченной дочерней компании в соответствии с условиями Соглашения;
- (d) в случаях, указанных в третьем пункте раздела «—*Некоторые односторонние обязательства—Слияние и объединение*»;
- (e) после безотзывного погашения Облигаций; и
- (f) за исключением Обеспечения, представляющего собой соответствующие трастовые счета для аннулирования, при аннулировании Облигаций или при полном выполнении и погашении обязательств по Соглашению, как описано ниже в разделе «—*Выполнение и аннулирование обязательств*» и «—*Прекращение обязательств*».

Документы обеспечения

Эмитент, Гаранты и Агент обеспечения, в зависимости от обстоятельств, заключают Документы обеспечения, определяющие условия прав обеспечения, которые обеспечивают исполнение обязательств по Облигациям и Гаранциям. С учетом условий и ограничений, предусмотренных Документами обеспечения, такие права обеспечения будут обеспечивать уплату и выполнение обязательств Эмитента и Гарантов по Облигациям, Соглашению, Гаранциям и Документам обеспечения в установленный срок.

В некоторых юрисдикциях, в силу законов и иных юридических норм, регулирующих вопросы создания и оформления прав обеспечения, Соглашение и соответствующие Документы обеспечения будут предусматривать создание обязательств по «параллельному долгу» в пользу Агента по обеспечению, и права обеспечения в таких юрисдикциях будут обеспечивать исполнение обязательств по такому параллельному долгу (а не Задолженность по Облигациям и иному Паритетному долгу). Применимость концепции параллельного долга пока не была проверена в юридической практике в некоторых из таких юрисдикций. См. «*Факторы риска—Риски, относящиеся к Облигациям, Гаранциям и Обеспечению—Права обеспечения в отношении некоторой части Обеспечения не будет предоставляться непосредственно держателям*

Облигаций, и способность Агента обеспечения обратить взыскание на Обеспечение может быть ограничена местным законодательством».

С учетом условий Соглашения и Документов обеспечения, Эмитент и Гаранты будут вправе оставить в своем владении и под своим контролем Обеспечение, обеспечивающее исполнение обязательств по Облигациям, а также будут вправе свободно распоряжаться Обеспечением, получать, инвестировать и распоряжаться любыми доходами, получаемыми от такого Обеспечения.

Агент по обеспечению

Capita Trust Company Limited будет выступать в качестве Агента по обеспечению по Документам обеспечения и Соглашению между кредиторами (если оно будет заключено) в интересах держателей Облигаций, кредиторов по любому иному Паритетному долгу и Соответствующим паритетным хеджинговым обязательствам до тех пор (если это произойдет), пока не будет назначен новый Агент по обеспечению по соответствующим положениям Документов обеспечения и/или Соглашения между кредиторами (если оно будет заключено). Ни Доверительный управляющий, ни Агент по обеспечению, ни какие-либо из соответствующие должностные лица, директора, работники, поверенные или агенты не будут нести ответственности за существование, подлинность, стоимость или защиту или охрану какого-либо имущества, обеспечивающего Паритетный долг или Соответствующие паритетные хеджинговые обязательства, за законность, исковую силу или действительность Документов обеспечения, за создание, оформление, очередность, достаточность или защиту какого-либо Обременения, за какой-либо дефект или недостаток любого из вышеуказанных аспектов или за несовершение действий по предъявлению требований, взысканию, аресту, реализации или иному обращению взыскания на любое из Обременений или по любому из Документов обеспечения или за любую просрочку в совершении любых таких действий.

Агент по обеспечению имеет право делегировать свои полномочия по владению обеспечительными интересами и обращению принудительного взыскания на обеспечение интересы в Обеспечении по Паритетному долгу в пользу агента, предложенного для такой цели Агентом по обеспечению, если Агент по обеспечению считает, что такое назначение будет в интересах держателей Облигаций; или для целей соблюдения каких-либо правовых требований, ограничений или условий в любой юрисдикции, где должны быть осуществлены какие-либо конкретные действия или действие; или для целей получения судебного решения в какой-либо юрисдикции или обеспечения принудительного исполнения в какой-либо юрисдикции уже принятого судебного решения или какого-либо Соглашения между кредиторами.

Приоритетный долг

Эмитент и его Ограниченные дочерние компании будут вправе принимать на себя некоторую дополнительную Задолженность, которая может быть обеспечена имуществом и активами Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний, которые не представляют собой Обеспечение по Паритетному долгу», и держатели Облигаций (а также кредиторы по любому иному будущему Паритетному долгу) не будут иметь прав обеспечения в отношении такого имущества и активов, и любые преимущественные обременения, созданные в отношении такого имущества и активов, которые обеспечивают такой приоритетный долг, но которые не обеспечивают Паритетный долг, включая Облигации, будут считаться Разрешенным обременением по Соглашению. См. *«Факторы риска— Риски, относящиеся к Облигациям, Гаранциям и Обеспечению —Требования некоторых обеспеченных кредиторов Эмитента или Гарантов будут иметь преимущественную очередность удовлетворения из стоимости обеспечения по сравнению с требованиями кредиторов, которые не имеют прав на такое обеспечение, то есть таких кредиторов, как, например, держатели Облигаций».*

Паритетный долг

Эмитент и Гаранты будут вправе принимать на себя некоторую дополнительную Задолженность (включая любые Дополнительные облигации), на которую будет распространяться действие Обеспечения на равных началах с Облигациями, представляющими собой Паритетный долг. С учетом условий Соглашения и любого Соглашения между кредиторами, весь будущий Паритетный долг и любые Соответствующие паритетные хеджинговые обязательства будут обеспечены первоначальными правами обеспечения в отношении Обеспечения, действие которого будет распространяться на них на равных началах с Облигациями. Обеспечение будет заложено в соответствии с Документами обеспечения в пользу Агента по обеспечению (с учетом обязательств по «параллельному долгу»), действующего от имени кредиторов по такому иному Паритетному долгу, который обеспечен Обременениями, созданными в отношении такого Обеспечения.

Невзирая на вышесказанное, в соответствии с Соглашением Доверительному управляющему и Агенту по обеспечению будет предоставлено право заключать Соглашения между кредиторами, как описано в одностороннем обязательстве под заголовком «—*Некоторые односторонние обязательства— Соглашения в отношении совместных прав на обеспечение*», одновременно с принятием на себя Эмитентом или каким-либо Гарантом какого-либо будущего Паритетного долга или каких-либо Соответствующих паритетных хеджинговых обязательств (или до принятия на себя Эмитентом или каким-либо Гарантом какого-либо будущего Паритетного долга или каких-либо Соответствующих паритетных хеджинговых обязательств), на условиях, соответствующих положениям об очередности и мерах защиты, описанным с настоящим проспекте.

Каждый из Документов обеспечения также будет предусматривать, что в него могут быть внесены изменения с тем, чтобы позволить обеспечение такого иного Паритетного долга в соответствии с таким Документом обеспечения на тех же условиях, что и условия, описанные в предыдущем пункте.

Любое Соглашение между кредиторами будет предусматривать, что Агент по обеспечению, который будет также действовать в качестве агента обеспечения в интересах кредиторов по такому Паритетному долгу и любым Соответствующим паритетным хеджинговым обязательствам), будет действовать только в соответствии с указаниями, полученными от Большинства кредиторов по паритетному долгу», как предусмотрено в таком Соглашении между кредиторами.

Смена контроля

В случае если произойдет Смена контроля, если только Эмитент ранее или одновременно с этим не осуществит свое право погасить все Облигации, как описано в разделе «*Факультативное погашение*», каждый держатель будет вправе потребовать от Эмитента выкупить все или какую-либо часть (равную 150 000 долларов США или большей сумме, кратной 1 000 долларов США) Облигаций такого держателя по цене покупки в денежной форме, равной 101% основной суммы долга по таким Облигациям плюс начисленные и не уплаченные проценты (если имеются) на такую дату покупки (с учетом права держателей, зарегистрированных по состоянию на дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям, получить причитающиеся проценты в соответствующую дату уплаты процентов).

В течение 30 дней после любой Смены контроля, если только Эмитент ранее или одновременно с этим не осуществит свое право погасить все Облигации, как описано в разделе «*Факультативное погашение*», Эмитент направит почтовым отправлением уведомление (**«Предложение в связи со сменой контроля»**) каждому держателю (с копией Доверительному управляющему) с указанием:

- (1) того, что произошла Смена контроля и что такой держатель имеет право потребовать от Эмитента выкупить Облигации такого держателя по цене покупки в денежной форме, равной 101% основной суммы долга по таким Облигациям плюс начисленные и не уплаченные проценты (если имеются) на такую дату покупки (с учетом права держателей, зарегистрированных по состоянию на дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям, получить причитающиеся проценты в соответствующую дату уплаты процентов) (**«Платеж в связи со сменой контроля»**);
- (2) даты выкупа (которая должна наступать не ранее чем через 30 и не позднее чем через 60 дней после даты отправления или передачи такого уведомления) (**«Дата платежа в связи со сменой контроля»**);
- (3) того, что любая Облигация, которая не будет должным образом представлена к выкупу, будет оставаться непогашенной и по ней будут продолжать начисляться проценты;
- (4) того, что, если только Эмитент не допустит неуплаты Платежа в связи со сменой контроля, на все Облигации, принятые к оплате в соответствии с Предложением в связи со сменой контроля, перестанут начисляться проценты в Дату платежа в связи со сменой контроля;
- (5) того, что держатели, принявшие решение о передаче каких-либо своих Облигаций на выкуп в соответствии с Предложением в связи со сменой контроля, будут обязаны представить такие Облигации, вместе с заполненной формой под заголовком «Право держателя принять решение о выкупе» на обороте таких Облигаций, платежному агенту, указанному в таком уведомлении, по адресу, указанному в таком уведомлении, до конца рабочего дня за три Рабочих дня до Даты платежа в связи со сменой контроля;

- (6) того, что держатели будут вправе отозвать свои представленные к выкупу Облигации и свое решение потребовать от Эмитента выкупа таких Облигаций, *при условии*, что Платежный агент получит не позднее конца рабочего дня на 30-ый день после даты Предложения в связи со сменой контроля телеграмму, телекс, факс или письмо (или сообщение, направленное иным способом, указанным в качестве приемлемого в уведомлении от Эмитента) с указанием наименования соответствующего держателя Облигаций, основной суммы долга по Облигациям, представленным к выкупу, и заявления о том, что такой держатель отзывает свои представленные к выкупу Облигации и свое решение о выкупе таких Облигаций;
- (7) того, что, если Эмитент выкупает не все Облигации, держателям оставшихся Облигаций будут выпущены новые Облигации и такие новые Облигации будут иметь основную сумму долга по ним, равную невыкупленной части соответствующих представленных к выкупу Облигаций. Невыкупленная часть Облигаций должна быть равна минимальной основной сумме долга в размере 150 000 долларов США или в большем размере, кратном 1 000 долларов США; и
- (8) установленного Эмитентом порядка, соответствующего требованиям Соглашения, которому должен следовать каждый держатель для того, чтобы его Облигации были выкуплены.

В Дату платежа в связи со сменой контроля Эмитент (если это будет законным):

- (1) примет к оплате все Облигации или доли Облигаций (на минимальную основную сумму в размере 150 000 долларов США или в большем размере, кратном 1 000 долларов США), должным образом представленные к выкупу в соответствии с Предложением в связи со сменой контроля;
- (2) депонирует у платежного агента сумму, равную Платежу в связи со сменой контроля, в отношении всех Облигаций или долей Облигаций, должным образом представленных к выкупу и не отозванных должным образом; и
- (3) передаст Доверительному управляющему или обеспечит передачу ему Облигаций, принятых таким образом к оплате, вместе с Сертификатом должностного лица, в котором будет указана основная сумма долга по выкупаемым Эмитентом Облигациям или долям Облигаций.

Платежный агент безотлагательно отправит почтовым отправлением или передаст каждому держателю Облигаций, должным образом представившему к выкупу и не отозвавшему должным образом свои Облигации, Платеж в связи со сменой контроля за такие Облигации, а Доверительный управляющий безотлагательно удостоверит и отправит почтовым отправлением (или обеспечит передачу в бездокументарной форме) каждому держателю новую Облигацию, основная сумма долга по которой будет равна невыкупленной части таких представленных к выкупу Облигаций (если будет иметься такая невыкупленная часть), при условии, что основная сумма долга по каждой такой новой Облигации будет равна минимальной сумме в размере 150 000 долларов США или в большем размере, кратном 1 000 долларов США.

В случае если Дата платежа в связи со сменой контроля приходится на какую-либо дату составления списка лиц, имеющих право на получение процентов, или наступает после такой даты или если Дата платежа в связи со сменой контроля приходится на соответствующую дату уплаты процентов или наступает после такой даты, то любые начисленные и не уплаченные проценты будут уплачены Лицу, на чье имя Облигация была зарегистрирована по состоянию на конец рабочего дня в такую дату составления списка лиц, имеющих право на получение процентов, и никакие дальнейшие проценты не будут подлежать уплате держателям, которые представят Облигации к выкупу в соответствии с Предложением в связи со сменой контроля.

Вышеописанные положения, касающиеся Смены контроля, будут применяться вне зависимости от того, применимы ли какие-либо иные положения Соглашения. За исключением случаев, описанных выше в отношении любой Смены контроля, Соглашение не содержит положений, которые разрешают держателям требовать от Холдинговой компании выкупить или погасить Облигации в случае присоединения, рекапитализации или подобной сделки.

Эмитент не будет обязан направлять Предложение в связи со сменой контроля при какой-либо Смене контроля, если какое-либо третье лицо направит Предложение в связи со сменой контроля в таком порядке, в такие сроки и во всех иных отношениях таким образом, что это будет соответствовать изложенным в Соглашении требованиям, применимым к любому Предложению в связи со сменой контроля, направленному Эмитентом, и выкупу всех Облигаций, должным образом представленных к выкупу и не отозванных в соответствии с таким Предложением в связи со сменой контроля.

Эмитент будет соблюдать (в той степени, в которой это применимо) требования Правила 14е-1 Закона о биржах и требования любых иных законов или нормативных актов о ценных бумагах в связи с выкупом Облигаций в результате какой-либо Смены контроля. Если положения каких-либо законов или нормативных актов о ценных бумагах противоречат положениям Соглашения или соблюдение предусмотренных Соглашением положений о Смене контроля будет представлять собой нарушение любых таких законов или нормативных актов, Эмитент будет соблюдать применимые законы и нормативные акты о ценных бумагах и не будет считаться нарушившим свои обязательства по предусмотренным Соглашением положениям о Смене контроля по причине соблюдения им таких законов или нормативных актов о ценных бумагах.

Уведомления в отношении Облигаций будут направляться в порядке, указанном ниже в разделе «Уведомления».

Способность Эмитента выкупать Облигации на основании Предложения в связи со сменой контроля, может быть ограничена рядом факторов. Будущая Задолженность Эмитента, Холдинговой компании и ее Дочерних компаний также может предусматривать запреты на некоторые события, которые могли бы представлять собой Смену контроля или потребовали бы выкупа такой Задолженности при Смене контроля. Более того, осуществление держателями принадлежащего им права потребовать от Эмитента выкупа Облигаций может привести к возникновению неисполнения обязательств по такой Задолженности, даже если такая Смена контроля сама по себе не представляет такого неисполнения обязательств, по причине финансовых последствий такого выкупа для Эмитента или Холдинговой компании. Наконец, способность Эмитента выплатить держателям денежные средства при выкупе может быть ограничена имеющимися у Эмитента или Холдинговой компании на тот момент финансовыми ресурсами. Нет никаких гарантий, что они будут иметь в распоряжении достаточные средства, когда такие средства понадобятся для осуществления какого-либо требуемого выкупа. Если Эмитент не направит предложение о покупке Облигаций, это будет представлять собой Неисполнение обязательств по Соглашению, что, в свою очередь, может представлять собой неисполнение обязательств по любому документу, подтверждающему наличие Паритетного долга (кроме Облигаций) (если такой Паритетный долг имеется).

Даже если достаточные средства будут каким-либо образом в наличии, будущая Задолженность может запрещать Эмитенту или Холдинговой компании осуществлять досрочное погашение обязательств по Облигациям или их выкуп до установленной даты их погашения. Соответственно, если Эмитент не сможет досрочно погасить такую Задолженность по любому такой иной Задолженности, предусматривающей подобные ограничения, или не сможет получить необходимые согласия, Эмитент не сможет выполнить свои обязательства по выкупу Облигаций, если держатели Облигаций осуществят принадлежащие им права после какой-либо Смены контроля, в результате чего возникнет неисполнение обязательств по Соглашению. Любое неисполнение обязательств по Соглашению может привести к перекрестному неисполнению обязательств по любой такой иной Задолженности.

Положения о Смене контроля, описанные выше, могут препятствовать осуществлению некоторых сделок по слиянию, направлению открытых предложений или иных попыток поглощения с участием Холдинговой компании. Положения о покупке в связи со Сменой контроля были включены по итогам переговоров между андеррайтерами и нами. С учетом указанных ниже ограничений, в будущем мы можем заключать некоторые сделки, включая сделки, связанные с приобретениями, рефинансирование и иными формами рекапитализации, которые не будут представлять собой Смены контроля по Соглашению, но которые могут привести к увеличению размера не погашенной на тот момент времени задолженности или иным образом затронуть нашу структуру капитала или кредитные рейтинги. Ограничения, установленные в отношении нашего права принимать на себя дополнительную Задолженность, содержатся в односторонних обязательствах, описанных под заголовками «Некоторые односторонние обязательства—Ограничения в отношении Задолженности» и «Некоторые односторонние обязательства—Ограничения в отношении Обременений». Такие предусмотренные Соглашением ограничения могут быть отменены только с согласия держателей Облигаций, представляющих большую часть основной суммы долга по всем непогашенным на тот момент Облигациям. Однако, за исключением ограничений, предусмотренных такими односторонними обязательствами, Соглашение не будет предусматривать каких-либо односторонних обязательств или положений, которые могут представлять держателям Облигаций средства защиты в случае заключения сделки, которая приводит к значительному увеличению задолженности должника с несбалансированной структурой капитала.

Определение «Смена контроля» включает любое отчуждение всего или практически всего имущества и активов Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний, рассматриваемых в целом, в пользу какого бы то ни было Лица. Хотя судами был принят ряд решений, в которых содержится толкование фразы «практически все», точного определения смысла указанной фразы в применимом законодательстве не существует. Соответственно, в некоторых случаях может возникать некоторая неясность относительно того, связана ли та или иная сделка с отчуждением «всего или практически всего» имущества или активов какого-

либо Лица. Таким образом, может быть не вполне ясно, произошла ли Смена контроля и может ли какой-либо держатель Облигаций потребовать от Холдинговой компании направить предложение о выкупе Облигаций в описанном выше порядке.

Некоторые односторонние обязательства

Ограничения в отношении Задолженности

Холдинговая компания не будет (и не будет разрешать какой-либо ее Ограниченной дочерней компании) прямо или косвенно Принимать на себя любую Задолженность (включая Приобретенную задолженность), и Холдинговая компания не будет разрешать какой-либо ее Ограниченной дочерней компании выпускать Привилегированный капитал, *при условии, однако*, что Холдинговая компания может Принимать на себя Задолженность (включая Приобретенную задолженность), а также Эмитент или любая Дочерняя компания-Гарант может Принимать на себя Задолженность (включая Приобретенную задолженность) и выпускать Привилегированный капитал, если в каждом таком случае на дату такого Принятия или выпуска Коэффициент консолидированного покрытия для Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний составляет не менее 3,00:1,00 на номинальной основе (с учетом использованных вырученных средств на номинальной основе).

Указанное одностороннее обязательство не запрещает Принимать на себя указанную ниже Задолженность:

- (1) Зарезервировано;
- (2) Гарантии со стороны Эмитента или Гарантов в отношении Задолженности Эмитента или любого Гаранта (в зависимости от обстоятельств), Принятой ими на себя в соответствии с положениями Соглашения, *при условии*, что в случае если такая Гарантируемая Задолженность является Субординированным обязательством или Субординированным обязательством Гаранта, то права требования платежа по соответствующей Гарантии будут субординированы по отношению к правам требования платежа по Облигации или Гарантии по облигациям (в зависимости от обстоятельств), по крайней мере в той же степени, что и Гарантируемая Задолженность;
- (3) Задолженность Эмитента, причитающаяся к уплате и принадлежащая любому Гаранту, или Задолженность любого Гаранта, причитающаяся к уплате и принадлежащая Эмитенту или любому другому Гаранту, *при условии, однако*, что (i) любой последующий выпуск или передача Акционерного капитала или любое иное событие, которое приводит к тому, что права по такой Задолженности переходят к иному Лицу, помимо Эмитента или какого-либо Гаранта, и (ii) любая продажа или иная передача любой такой Задолженности какому-либо иному Лицу, помимо Эмитента или какого-либо Гаранта, считаются, в каждом таком случае, представляющими собой Принятие такой Задолженности Эмитентом или таким Гарантом (в зависимости от обстоятельств);
- (4) Задолженность, представленную (а) Облигациями, выпущенными в Дату выпуска, всеми Гарантиями по облигациям, Займом вырученных средств и Документами обеспечения (включая, в отношении каждой такой Задолженности, все обязательства по «параллельному долгу», созданные по Соглашению, Документам обеспечения или любому Соглашению между кредиторами), (b) любую Задолженность (помимо Задолженности, описанной в подпунктах (2) и (3) выше), не погашенную на Дату выпуска, и (c) любую Рефинансирующую задолженность, Принятую на себя в отношении любой Задолженности, описанной в настоящем подпункте (4) или подпункте (5), или Принятую на себя в соответствии с первым пунктом настоящего одностороннего обязательства;
- (5) Задолженность любого Лица, которое становится Гарантом, которое приобретено Эмитентом или Гарантом или которое осуществляет слияние с Эмитентом или Гарантом в соответствии с Соглашением, не погашенную на дату, в которую такое Лицо становится Гарантом, было приобретено Эмитентом или Гарантом или осуществило слияние с Эмитентом или Гарантом (кроме Задолженности, Принятой на себя (а) для предоставления всех или части средств, использованных для совершения сделки или серии взаимосвязанных сделок, на основании которой такое Лицо стало Гарантом, было иным образом приобретено или осуществило слияние с Эмитентом или Гарантом, или (b) иным образом в связи с таким приобретением или ввиду такого приобретения), *при условии, однако*, что на тот момент, когда такое Лицо становится Гарантом, было приобретено Эмитентом или Гарантом или осуществило слияние с Эмитентом или Гарантом, Холдинговая компания будет способна Принять на себя 1,00 доллар дополнительной Задолженности в соответствии с первым пунктом настоящего одностороннего обязательства после того, как будет учтено Принятие такой Задолженности в соответствии с настоящим подпунктом (5);
- (6) Принятие на себя Эмитентом или любым Гарантом Задолженности, представленной Обязательствами по капитализированной аренде, ипотечным финансированием или обязательствами по уплате цены обеспечения, в каждом случае Принятой на себя для целей

финансирования всей или любой части цены покупки или стоимости установки, строительства или улучшений или стоимости хранения имущества, производственных механизмов и оборудования, используемых в хозяйственной деятельности Гарантом или Эмитента, а также Рефинансирующую задолженность, Принятую на себя для Рефинансирования любой Задолженности, Принятой в соответствии с настоящим подпунктом (6), на совокупную основную сумму, которая вместе с основной суммой долга по всей иной Задолженности, Принятой в соответствии с настоящим подпунктом (6) и не погашенной на тот момент, не будет превышать 5 миллионов долларов США в любой отдельный момент времени;

- (7) Принятие Холдинговой компанией или любой Ограниченной дочерней компанией Хеджированных обязательств не в спекулятивных целях;
- (8) принятие на себе Эмитентом или любым Гарантом Задолженности в отношении требований о выплате компенсаций работникам, выплат по болезни, в связи с утратой трудоспособности или иных льготных выплат работникам или бывшим работникам или их семьям или в отношении обязательств в связи с причинением ущерба имуществу, вреда здоровью или обязательств по страхованию гражданской ответственности или убытка и банковский акцептов в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности;
- (9) Задолженность, возникающая из договоров Эмитента или любого Гаранта, предусматривающих обычные гарантии возмещения убытков, обязательства в отношении отсроченных платежей или иные корректировки цены покупки или, в каждом случае, подобные обязательства, в каждом таком случае Принятую или возникшую в связи с приобретением или отчуждением любого бизнеса или активов, какого-либо Лица или любого Акционерного капитала любой Дочерней компании, при условии, что максимальный размер ответственности Холдинговой компании и Ограниченных дочерних компаний в отношении всей такой Задолженности ни при каких обстоятельствах не должен превышать суммы совокупных вырученных средств, включая Справедливую рыночную стоимость вырученных средств в неденежной форме (оцениваемых по состоянию на момент получения и без учета какого-либо последующего изменения стоимости), фактически полученных Холдинговой компанией и Ограниченными дочерними компаниями в связи с таким отчуждением;
- (10) Задолженности Холдинговой компании и Ограниченных дочерних компаний в отношении аккредитивов, конкурсных заявок, поручительств, гарантий исполнения обязательств, гарантий возмещения убытков противной стороны в ходе апелляции и подобных гарантий, гарантий завершения работ, судебных решений, гарантий авансового платежа, уплаты таможенных пошлин, НДС или иных налогов или подобных инструментов, выпущенных в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности такого Лица и не в связи с заимствованием денежных средств, включая аккредитивы или подобные инструменты в отношении страхования риска убытков и обязательств по выплате компенсаций работникам, *при условии, однако*, что после списания средств по таким аккредитивам или иным инструментам, такие обязательства будут возмещены в течение 30 дней после такого списания средств;
- (11) Задолженность Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании, если чистые вырученные средства по такой Задолженности будут одновременно в Принятием на себя такой Задолженности размещены для аннулирования Облигаций в полном объеме, как описано ниже в разделе «—Прекращение обязательств» или «—Выполнение и аннулирование обязательств»;
- (12) Акционерный капитал (кроме Исключенного капитала) Холдинговой компании или любой Дочерней компании Гаранта;
- (13) помимо статей, упомянутых в подпунктах (2) – (12) выше, Задолженность Эмитента или любого Гаранта, совокупная непогашенная основная сумма долга по которой (включая всю Задолженность, принятую на себя для возобновления, пополнения, рефинансирования, замены или погашения любой Задолженности, принятой в соответствии с настоящим подпунктом (13)), вместе с основной суммой долга по всей иной Задолженности, Принятой в соответствии с настоящим подпунктом (13) и не погашенной на тот момент времени, не будет ни в какой отдельный момент времени превышать 20 миллионов долларов США или 2% стоимости Совокупных чистых активов (в зависимости от того, какая величина окажется больше).

Для целей определения того, были ли соблюдены требования, предусмотренные настоящим односторонним обязательством, а также определения непогашенной основной суммы долга по любой отдельной Задолженности, Принятой в соответствии с настоящим односторонним обязательством,

- (1) в случае если статья такой Задолженности соответствует более чем одному виду Задолженности, описанной в первом и втором пунктах настоящего одностороннего обязательства, Холдинговая компания по собственному усмотрению будет определять категорию такой статьи Задолженности на дату ее Принятия и может изменить категорию всей или части такой статьи Задолженности в любом порядке, который соответствует настоящему одностороннему обязательству;
- (2) Гарантии или обязательства в отношении аккредитивов, поддерживающих Задолженность, которая иным образом учитывается при определении какой-либо отдельной суммы Задолженности, не должны учитываться;
- (3) Зарезервировано;
- (4) основная сумма любого Исклученного капитала Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании или основная сумма Привилегированного капитала любой Ограниченной дочерней компании, которая не является Гарантом-дочерней компанией, будет равна максимальной сумме обязательного погашения или цене выкупа (не учитывая, в каждом таком случае, какой-либо премии при погашении или выкупе) или ее ликвидационной стоимости (в зависимости от того, какая величина окажется больше);
- (5) Задолженность, разрешенная в соответствии с настоящим односторонним обязательством, не обязательно должна разрешаться только на основании одного положения, разрешающего такую Задолженность, но может быть разрешена частично одним таким положением, а частично – другим или несколькими другими положениями настоящего одностороннего обязательства, разрешающими такую Задолженность; и
- (6) сумма Задолженности, выпущенной по цене, которая меньше основной суммы долга по такой Задолженности, будет равна сумме ответственности по такой Задолженности, определяемой в соответствии с ОПБУ.

Начисление процентов, начисление дивидендов, амортизация дисконта по задолженности или прибавление прибавленной стоимости, уплата процентов в форме дополнительной Задолженности, уплата дивидендов в форме дополнительных акций в составе Привилегированного капитала или Исклученного капитала и нереализованные убытки или сборы в отношении Хеджинговых обязательств не будут считаться Принятием Задолженности для целей настоящего одностороннего обязательства. Суммой любой Задолженности, не погашенной по состоянию на какую-либо дату, будет основная сумма долга или ликвидационная стоимость такой Задолженности, вместе с любыми начисленными на нее процентами, которые просрочены к уплате более чем 30 дней, в случае любой иной Задолженности.

Если в какой-либо момент времени какая-либо Неограниченная дочерняя компания будет переведена в категорию Ограниченных дочерних компаний, любая Задолженность такой Дочерней компании будет считаться Принятой Ограниченной дочерней компанией на дату такого изменения категории (и, если такую Задолженность не разрешено Принимать на такую дату в соответствии с настоящим односторонним обязательством «Ограничения в отношении Задолженности», то Холдинговая компания будет считаться допустившей Неисполнение обязательств по настоящему одностороннему обязательству).

Для целей определения того, было ли соблюдено какое-либо выраженное в долларах США ограничение в отношении Принятия Задолженности, эквивалент основной суммы долга Задолженности, выраженной в какой-либо иной валюте, в долларах США рассчитывается на основе соответствующего обменного курса, действующего на дату Принятия такой Задолженности, в случае срочной Задолженности, или на дату, в которую такая Задолженность впервые возникла, в случае Задолженности по возобновляемому кредиту, *при условии*, что, если такая Задолженность была Принята для рефинансирования иной Задолженности, выраженной в иной валюте, нежели в долларах США, и такое рефинансирование приведет к превышению соответствующего выраженного в долларах США ограничения, в случае его расчета на основе соответствующего обменного курса, действующего на дату такого рефинансирования, то такое выраженное в долларах США ограничение не будет считаться превышенным до тех пор, пока основная сумма долга такой рефинансирующей Задолженности не превышает основную сумму долга по такой рефинансируемой Задолженности. Независимо от какого-либо иного положения настоящего одностороннего обязательства, максимальная сумма Задолженности, которую Холдинговая компания и ее Ограниченные дочерние компании могут Принять на себя в соответствии с настоящим односторонним обязательством, не будет считаться превышенной исключительно вследствие колебаний обменных курсов валют. Основная сумма долга по любой Задолженности, Принятой для рефинансирования другой Задолженности, если она была Принята в другой валюте, нежели в валюте рефинансируемой Задолженности, рассчитывается на основе

обменного курса, примененного к валютам, в которых выражена такая Рефинансирующая задолженность, и действующего на дату такого рефинансирования.

В соответствии с Соглашением (1) необеспеченная Задолженность не будет считаться субординированной или второстепенной по отношению к обеспеченной Задолженности исключительно по причине того, что такая Задолженность является необеспеченной, и (2) второстепенная Задолженность не будет считаться субординированной или второстепенной по отношению к любой иной основной Задолженности исключительно по причине того, что права требования по такой Задолженности при обращении взыскания на то же самое обеспечение удовлетворяются после удовлетворения прав требования по такой иной основной Задолженности.

Ограничения в отношении Запрещенных платежей

Холдинговая компания не будет (и не будет разрешать какой-либо ее Дочерней компании), прямо или косвенно:

- (1) объявлять или уплачивать какие-либо дивиденды, производить какие-либо выплаты или распределения по Акционерному капиталу Холдинговой компании (включая любую уплату или распределение в связи с любым слиянием или объединением с участием Холдинговой компании или любой ее Ограниченной дочерней компании), за исключением:
 - (a) дивидендов или выплат в форме распределения прибыли со стороны Холдинговой компании, которые уплачиваются исключительно в форме Акционерного капитала Холдинговой компании (за исключением Исключенного капитала); и
 - (b) дивидендов или выплат в форме распределения прибыли, уплачиваемых (i) Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании и (ii) в случае их уплаты какой-либо Ограниченной дочерней компании, которая не является 100%-ной Дочерней компанией, миноритарным акционерам (или собственникам аналогичных долей, в случае Дочерней компании, которая является иной организацией, нежели корпорацией), если Холдинговая компания или Ограниченная дочерняя компания получит по крайней мере пропорциональную долю таких дивидендов или выплат в форме распределения прибыли;
 - (2) покупать, выкупать, аннулировать, погашать или иным образом приобретать за плату какой-либо Акционерный капитал Холдинговой компании или любой прямой или косвенной компании-акционера Холдинговой компании, принадлежащих иным Лицам, нежели Холдинговой компании или какой-либо Ограниченной дочерней компании, или какой-либо Акционерный капитал любой Ограниченной дочерней компании, принадлежащих любому Аффилированному лицу Холдинговой компании (кроме как любой Ограниченной дочерней компании), в каждом таком случае в обмен на Акционерный капитал Холдинговой компании (за исключением Исключенного капитала);
 - (3) покупать, выкупать, погашать, аннулировать или иным образом приобретать или погашать за плату до установленного срока погашения, запланированного выкупа или запланированного платежа под создание резервов на выкуп какие-либо Субординированные обязательства или Субординированные обязательства гарантов (кроме Задолженности, разрешенной в соответствии с подпунктом (3) второго пункта одностороннего обязательства под заголовком «—Ограничения в отношении Задолженности»; или
 - (4) осуществлять какую-либо Запрещенную инвестицию
- (любые такие дивиденды, выплаты в форме распределения прибыли, покупка, погашение, выкуп, аннулирование, иное приобретение, погашение или Запрещенная инвестиция, упоминаемые в подпунктах (1)-(4), далее именуются «**Запрещенный платеж**»), если на тот момент времени, когда Холдинговая компания или такая Ограниченная дочерняя компания производит такой Запрещенный платеж:
- (a) произошло и продолжает действовать какое-либо Неисполнение обязательств (или какое-либо Неисполнение обязательств возникнет в связи с этим);
 - (b) Холдинговая компания не может Принять дополнительный 1,00 доллар США Задолженности в соответствии с односторонним обязательством, описанным в первом пункте под заголовком «—Ограничения в отношении Задолженности», после учета такого Запрещенного платежа по номинальной стоимости; или

- (с) совокупная сумма такого Запрещенного платежа и всех иных Запрещенных платежей, объявленных или произведенных после Даты выпуска, превысит сумму:
- (i) 50% Консолидированной чистой прибыли за такой период (рассматриваемый в качестве единого отчетного периода) с начала соответствующего финансового квартала, на который пришлась Дата выпуска, до конца последнего финансового квартала до даты такого Запрещенного платежа, в отношении которого имеется финансовая отчетность (или, в случае если такая Консолидированная чистая прибыль представляет собой дефицит, то минус 100% такого дефицита);
 - (ii) 100% совокупных Чистых вырученных средств, полученных Холдинговой компанией от выпуска или продажи ее Акционерного капитала (кроме Исключенного капитала), или иных вкладов в капитал Холдинговой компании в денежной форме, произведенных после Даты выпуска (кроме Чистых вырученных средств, полученных от выпуска или продажи такого Акционерного капитала (у) любой Дочерней компании Холдинговой компании или (z) какому-либо плану участия работников в капитале компании, опционному плану или подобному фонду);
 - (iii) суммы, на которую Задолженность Холдинговой компании или ее Ограниченных дочерних компаний уменьшится в балансе Холдинговой компании в случае производимой после Даты выпуска конвертации или обмена (кроме как со стороны любой 100%-ной Дочерней компании Холдинговой компании) любой Задолженности Холдинговой компании или ее Ограниченных дочерних компаний, конвертируемой или обмениваемой на Акционерный капитал (за исключением Исключенного капитала) Холдинговой компании (за вычетом суммы любых денежных средств или Справедливой рыночной стоимости любого иного имущества (кроме такого Акционерного капитала), выплачиваемых или передаваемых Холдинговой компанией в форме распределения прибыли при такой конвертации или обмене), вместе с чистыми вырученными средствами (если таковые имеются), полученными Холдинговой компанией или любой ее Ограниченной дочерней компанией при такой конвертации или обмене, *при условии*, что вышеуказанная сумма не будет превышать Чистых вырученных средств, полученных Холдинговой компанией или любой Ограниченной дочерней компанией от продажи такой Задолженности (исключая Чистые вырученные средства от такой продажи (у) любой Дочерней компании Холдинговой компании или (z) какому-либо плану участия работников в капитале компании, опционному плану или подобному фонду); и
 - (iv) суммы, равной совокупному чистому уменьшению размера Запрещенных инвестиций, которые были произведены Холдинговой компанией или любой ее Ограниченной дочерней компанией в любое Лицо после Даты выпуска в результате:
 - (А) выкупа, возврата или погашения таких Запрещенных инвестиций таким Лицом, выручки, полученной при продаже такой Запрещенной инвестиции (кроме любой такой продажи какой-либо Дочерней компании Холдинговой компании), возврата займов, выплат или иной передачи активов (в том числе в форме дивидендов или иного распределения прибыли) таким Лицом в пользу Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании; и
 - (В) перевода Неограниченных дочерних компаний в категорию Ограниченных дочерних компаний (оцениваемых в каждом таком случае в том порядке, как это предусмотрено в определении термина «Инвестиция»)

не превышающей, в каждом таком случае, суммы Запрещенных инвестиций, ранее произведенных Холдинговой компанией или любой Ограниченной дочерней компанией в такое Лицо или Неограниченную дочернюю компанию, *при условии, однако*, что ни одна сумма не должна включаться в расчет в соответствии с настоящим подпунктом (iv), если она уже была учтена при расчете Консолидированной чистой прибыли.

Положения предыдущего пункта не запрещают:

- (1) какой-либо Запрещенный платеж, произведенный в обмен на Акционерный капитал Холдинговой компании (за исключением Исключенного капитала и Акционерного капитала, выпущенного или проданного какой-либо Дочерней компании Холдинговой компании, какому-либо плану участия

работников в капитале компании или подобному фонду), или за счет средств, вырученных при в целом одновременной продаже Акционерного капитала Холдинговой компании (за исключением Исключенного капитала и Акционерного капитала, выпущенного или проданного какой-либо Дочерней компании Холдинговой компании, какому-либо плану участия работников в капитале компании или подобному фонду), или в целом произошедшего одновременного денежного вклада в капитал, полученного Холдинговой компанией от ее акционеров, *при условии, однако*, что (а) такой Запрещенный платеж будет исключен из последующего расчета суммы Запрещенных платежей и (б) Чистые вырученные средства от такой продажи Акционерного капитала или вклада в капитал будут исключены из подпункта (с)(ii) предыдущего пункта;

- (2) (если не произошло и не продолжает действовать никакое Неисполнение обязательств) какую-либо покупку, выкуп, погашение, аннулирование или иное приобретение или погашение Субординированных обязательств или Субординированных обязательств гарантов, созданных в обмен на Рефинансирующую задолженность такого Лица или за счет средств в целом одновременной Принятой Рефинансирующей задолженности такого Лица, которая, в каждом таком случае, может быть Принята в соответствии с односторонним обязательством, описанным под заголовком «—Ограничения в отношении Задолженности», *при условии, однако*, что такая покупка, выкуп, погашение, аннулирование, приобретение или погашение будут исключены из любых последующих расчетов суммы Запрещенных платежей;
- (3) (если не произошло и не продолжает действовать никакое Неисполнение обязательств) какую-либо покупку, выкуп, погашение, аннулирование или иное приобретение или погашение Исключенного капитала Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании, созданного в обмен на Исключенный капитал Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании или за счет средств, вырученных от в целом одновременной продажи Исключенного капитала Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании (в зависимости от обстоятельств), в отношении которого, в каждом таком случае, еще не наступает дата его погашения, выкупа, конвертации или обмена до соответствующего погашенного Исключенного капитала и который может быть Принят в соответствии с односторонним обязательством, описанным под заголовком «—Ограничения в отношении Задолженности», *при условии, однако*, что такая покупка, выкуп, погашение, аннулирование, приобретение или погашение будут исключены из любых последующих расчетов суммы Запрещенных платежей;
- (4) дивиденды или иные формы распределения прибыли, выплаченные в течение 60 дней после даты их объявления, если на такую дату объявления такие дивиденды или иные формы распределения прибыли соответствуют требованиям настоящего одностороннего обязательства, *при условии, однако*, что такие дивиденды и иные формы распределения прибыли будут включены в последующие расчеты суммы Запрещенных платежей, *а также при условии*, что - для целей пояснения – настоящий подпункт (4) не включает денежные платежи, произведенные вместе выпуска дробных акций, включенных в подпункт (7) ниже;
- (5) (если не произошло и не продолжает действовать никакое Неисполнение обязательств) покупку, выкуп, погашение, аннулирование или иное приобретение или погашение за плату Акционерного капитала или опционов, варрантов, прав участия в капитале или иных прав на покупку или приобретение Акционерного капитала Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании, принадлежащих любым действующим или бывшим работникам, членам руководства, должностным лицам или директорам Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании или их правопреемниками, наследственными массами или наследниками, в каждом таком случае в связи с положениями о выкупе, предусмотренными акционерными планами предоставления льгот работникам, договорами купли-продажи акций или иными договорами о предоставлении компенсаций членам руководства, работникам, должностным лицам или директорам, *при условии*, что объем таких покупок, выкупа, погашений, приобретений или погашений в течение любого календарного года не будет превышать в совокупности 2 миллионов долларов США, *а также при условии*, что такая максимальная сумма в любом календарном году может быть увеличена на сумму, не превышающую суммы (А) вырученных денежных средств, полученных Холдинговой компанией от продажи Акционерного капитала Холдинговой компании членам руководства или директорам Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний, которая состоялась после Даты выпуска (если вырученные денежные средства от такой продажи такого Акционерного капитала не были иным образом использованы для осуществления Запрещенных платежей в соответствии с подпунктом (с) предыдущего пункта), и (В) средств по договорам страхования жизни ключевых работников, полученных Холдинговой компанией и ее Ограниченными дочерними компаниями после Даты выпуска, *а также при условии*, что сумма любой такой покупки, выкупа, погашения, приобретения или погашения будет включена в

последующие расчеты суммы Запрещенных платежей, а средства, полученные от любой такой продажи, будут исключены из подпункта (с)(ii) предыдущего пункта;

- (6) покупку, выкуп или иное приобретение или погашение Акционерного капитала за плату, которые считаются имевшими место при осуществлении опционов на акции, варрантов, прав на приобретение Акционерного капитала или иных конвертируемых ценных бумаг, если такой Акционерный капитал представляет часть соответствующей цены осуществления или цены конвертации, а также покупку, выкуп или иное приобретение или погашение Акционерного капитала за плату, которые осуществлены вместо налогов на доходы в виде процентов и дивидендов в связи с любым осуществлением или обменом варрантов, опционов или прав на приобретение Акционерного капитала, *при условии, однако*, что такие приобретения будут исключены из последующих расчетов суммы Запрещенных платежей;
- (7) денежные выплаты вместо выпуска дробных акций, *при условии, однако*, что любая выплата в соответствии с настоящим подпунктом (7) исключается из последующих расчетов суммы Запрещенных платежей;
- (8) объявление и уплату запланированных или начисленных дивидендов держателям любого класса или серии Исклученного капитала Холдинговой компании или любого Привилегированного капитала любой Ограниченной дочерней компании, выпущенного в Дату выпуска или после такой даты в соответствии с односторонним обязательством, описанным под заголовком «—Ограничения в отношении Задолженности», *при условии, однако*, что любая выплата в соответствии с настоящим подпунктом (8) исключается из последующих расчетов суммы Запрещенных платежей; и
- (9) (если они представляют собой Запрещенные платежи) любые платежи в соответствии с подпунктом (8) или подпунктом (9) второго пункта одностороннего обязательства, описанного под заголовком «—Ограничения в отношении Аффилированных сделок», *при условии, однако*, что сумма таких Запрещенных платежей исключается из последующих расчетов суммы Запрещенных платежей.

Суммой всех Запрещенных платежей (кроме денежных платежей) будет являться Справедливая рыночная стоимость - на дату такого Запрещенного платежа – актива(ов) или ценных бумаг, которые предполагается уплатить, передать или выпустить со стороны Холдинговой компании или такой Ограниченной дочерней компании (в зависимости от обстоятельств) в соответствии с таким Запрещенным платежом. Справедливая рыночная стоимость любого Запрещенного платежа в денежной форме равна соответствующей номинальной стоимости такого платежа, а Справедливая рыночная стоимость любого Запрещенного платежа в неденежной форме определяется в порядке, указанном в определении выражения «Справедливая рыночная стоимость».

Если какой-либо Запрещенный платеж отвечает критериям более чем одного исключения, описанного в подпунктах (1)-(9) выше, или если какой-либо Запрещенный платеж разрешено произвести в соответствии с первым пунктом выше, Холдинговая компания по своему усмотрению определяет категорию такого Запрещенного платежа.

По состоянию на Дату выпуска Холдинговая компания не имеет Неограниченных дочерних компаний. Холдинговая компания не будет позволять какой-либо Неограниченной дочерней компании становиться Ограниченной дочерней компанией, кроме как на основании последнего предложения определения термина «Неограниченная дочерняя компания». Для целей перевода какой-либо Ограниченной дочерней компании в категорию Неограниченных дочерних компаний, все непогашенные Инвестиции, произведенные со стороны Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний (кроме как в части, в которой такие Инвестиции были возвращены) в Дочернюю компанию, которая переводится в категорию Неограниченных дочерних компаний, будут считаться Запрещенными платежами в размере, который определяется в соответствии с положениями последнего предложения определения «Инвестиция». Такой перевод из одной категории в другую будет разрешаться только в том случае, если в такой момент времени будет разрешено производить такой Запрещенный платеж в указанном размере, будь то на основании первого или второго пункта настоящего одностороннего обязательства или на основании положений определения «Разрешенные инвестиции», а также если такая Дочерняя компания во всех иных отношениях отвечает требованиям положений, предусмотренных определением термина «Неограниченная дочерняя компания». На Неограниченные дочерние компании не будет распространяться действие каких-либо односторонних обязательств ограничительного характера, предусмотренных Соглашением.

Ограничения в отношении Обременений

Холдинговая компания не будет (и не будет разрешать какой-либо Ограниченной дочерней компании) прямо или косвенно Принимать или допускать существование какого-либо Обременения («Первоначальное обременение»), помимо Разрешенного обременения (в случае имущества или активов, не составляющих Обеспечение) и Разрешенного обременения в отношении обеспечения (в случае имущества или активов, составляющих Обеспечение), в отношении любого своего имущества или активов (включая Акционерный капитал Ограниченных дочерних компаний), включая любую прибыль или доходы от такого имущества или активов, вне зависимости от того, принадлежат ли они на праве собственности по состоянию на дату Соглашения или будут ли они приобретены после даты Соглашения, *при условии*, что Холдинговая компания и любая ее Ограниченная дочерняя компания вправе Принять или допустить существование любого Первоначального обременения в отношении имущества или активов, не составляющих Обеспечение, если одновременно с Принятием такого Первоначального обременения будет создан действительный резерв для обеспечения Задолженности, причитающейся по Облигациям и Гарантиям по облигациям, на равных и пропорциональных началах (или на условиях преимущественного удовлетворения прав требования, в случае Первоначального обременения, по сравнению с Субординированными обязательствами или Субординированными обязательствами гарантов (в зависимости от обстоятельств)) с Задолженностью, обеспеченной таким Первоначальным обременением, до тех пор, пока такая Задолженность будет таким образом обеспечена.

Любое Обременение, созданное в интересах держателей Облигаций в соответствии с предыдущим пунктом, должно предусматривать, что такое Обременение автоматически и в безусловном порядке отменяется и погашается при отмене и погашении соответствующего Первоначального обременения.

Ограничения в отношении запретов на выплаты в форме распределения прибыли Ограниченных дочерних компаний

Холдинговая компания не будет (и не будет разрешать своим Ограниченным дочерним компаниям) создавать или иным образом обеспечивать или разрешать существовать или становиться действительным какому-либо консенсуальному обременению или консенсуальному ограничению в отношении способности любой Ограниченной дочерней компании:

- (1) уплачивать дивиденды или какие-либо иные формы распределения прибыли на свой Акционерный капитал или погашать какую-либо Задолженность или иные обязательства, причитающиеся к уплате в пользу Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании (при этом понимается, что преимущественная очередность, предоставляемая держателям любого Привилегированного капитала в отношении получения дивидендов или ликвидационных выплат до уплаты дивидендов или ликвидационных выплат по обыкновенным акциям, не считается ограничением способности осуществлять выплаты в форме распределения прибыли по Акционерному капиталу);
- (2) предоставлять займы или выплаты Холдинговой компании или любой Ограниченной компании (при этом понимается, что субординирование займов или выплат, производимых Холдинговой компанией или любой Ограниченной дочерней компанией, по отношению к иной Задолженности, Принятой Холдинговой компанией или любой Ограниченной дочерней компанией, не считается ограничением способности предоставлять займы или выплаты); или
- (3) продавать, арендовать или иным образом передавать любое свое имущество или активы Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании.

Вышеуказанные положения не запрещают:

- (i) (a) какое-либо обременение или ограничение на основании или по причине какого-либо договора, действующего по состоянию на Дату выпуска или заключенного в Дату выпуска, а также какие-либо изменения, новые редакции, модификации, возобновления, дополнения, пополнения, замены или рефинансирование таких договоров, *при условии*, что такие изменения, новые редакции, модификации, возобновления, дополнения, пополнения, замены или рефинансирование в целом не являются существенно более запретительными в отношении такого обременения или ограничения, чем положения, содержащиеся в таких договорах по состоянию на Дату выпуска, и (b) любые обременения или ограничения на основании или по причине Документов по Облигациям;

- (ii) какое-либо обременение или ограничение в отношении любого Лица на основании или по причине какого-либо договора или документа, касающегося любого Акционерного капитала или Задолженности, Принятой таким Лицом не позднее даты, в которую такое Лицо было приобретено Холдинговой компанией или другой Ограниченной дочерней компанией (кроме Акционерного капитала или Задолженности, Принятой в качестве встречного предоставления в рамках сделки или серии взаимосвязанных сделок, в соответствии с которой такое Лицо было приобретено Холдинговой компанией или Ограниченной дочерней компанией, или для предоставления всех или любой части средств, использованных для совершения сделки или серии взаимосвязанных сделок, в соответствии с которой такое Лицо было приобретено Холдинговой компанией или Ограниченной дочерней компанией, или ввиду такой сделки), и не погашенной на такую дату, *при условии*, что любое такое обременение или ограничение не распространяется на любые активы или имущество Холдинговой компании или любой иной Ограниченной дочерней компании, помимо активов и имущества такого приобретенного Лица;
- (iii) обременение и ограничения, содержащиеся в контрактах, заключенных в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности, не связанных с какой-либо Задолженностью, которые, будь то по отдельности или в совокупности, не занижают стоимости имущества или активов Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании и не ущемляют способности Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании реализовать стоимость имущества или активов Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании каким-либо образом, существенным для Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании;
- (iv) в случае подпункта (3) первого пункта настоящего одностороннего, любое обременение или ограничение:
 - (a) которое в обычном порядке ограничивает субаренду, уступку или передачу любого имущества или активов, которые являются предметом аренды (включая договоры аренды, регулирующие права аренды), лицензии или подобного контракта, или уступку или передачу любой такой аренды (включая договоры аренды, регулирующие права аренды), лицензии (включая, помимо прочего, лицензии в отношении интеллектуальной собственности) или иного контракта;
 - (b) содержащееся в договорах залога, договорах залога или иных договорах обеспечения, разрешенных в соответствии с Соглашением, обеспечивающих Задолженность Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании, если такие обременения или ограничения ограничивают возможность передачи имущества, являющегося предметом таких договоров залога, залога или иных договоров обеспечения;
 - (c) содержащееся в Хеджированных обязательствах, периодически разрешаемых в соответствии с Соглашением;
 - (d) в соответствии с обычными положениями, ограничивающими возможность отчуждения прав на недвижимое имущество, предусмотренными в любых двусторонних договорах о правах прохода, заключенных Холдинговой компанией или любой Ограниченной дочерней компанией;
 - (e) ограничения в отношении размера денежных или иных депозитов, предусматриваемые клиентами по контрактам, заключенным в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности;
 - (f) положения в отношении отчуждения или распределения активов или имущества в договорах об эксплуатации, договорах о совместных предприятиях, договорах о совместном освоении, договорах об освоении площадей, представляющих совместный интерес, и иных договорах, которые являются обычными в Нефтегазовом бизнесе и которые были заключены в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности;
 - (g) обязательства по уплате покупной стоимости, финансирование ипотеки, Обязательства по капитализированной аренде, Принятые в соответствии с подпунктом 6 второго пункта одностороннего обязательства, описанного под заголовком «—Ограничения в отношении Задолженности», которые предусматривают ограничения в отношении соответствующего приобретенного или арендованного имущества; или

- (h) Обременения (в том числе в соответствии с подпунктом (33) определения выражения «Разрешенные обременения»), которые разрешено принимать на себя в соответствии с положениями одностороннего обязательства, описанного под заголовком «—Ограничения в отношении Обременений», и которые ограничивают право должника отчуждать соответствующие активы, являющиеся предметом таких Обременений.
- (v) любое обременение или ограничение в отношении любой Ограниченной дочерней компании (или любого ее имущества или активов), возданное в соответствии с любым договором, заключенным для целей прямой или косвенной продажи или отчуждения всего или части Акционерного капитала или активов такой Ограниченной дочерней компании (или имущества или активов, являющихся объектом такого ограничения), до завершения сделки по такой продаже или отчуждению;
- (vi) любые обычные обременения или ограничения, предусмотренные в соответствии с любым договором одного из видов, описанных в определении выражения «Разрешенная коммерческая инвестиция», или обременения или ограничения, предусмотренные какой-либо Задолженностью, обеспеченной в соответствии с подпунктом 34(iii) определения выражения «Разрешенные обременения»;
- (vii) обременения или ограничения, возникающие или существующие в силу применимого законодательства или любого применимого правила, нормативного акта или приказа или в силу действия условий какого-либо разрешения, согласия или одобрения;
- (viii) любое обременение или ограничение, предусмотренное условиями любой Задолженности, Принятой в соответствии с первым пунктом одностороннего обязательства, описанного под заголовком «—Ограничения в отношении Задолженности», любых гарантий по такой Задолженности или обременений, касающихся такой Задолженности, а также условиями любых изменений, новых редакций, модификаций, возобновлений, дополнений, пополнений, замен или рефинансирования таких условий, если (x) либо (i) такое обременение или ограничение применяется только в случае и в течение действия какой-либо неуплаты или неисполнения обязательств в отношении какого-либо финансового обязательства, предусмотренного такой Задолженностью, гарантиями или обременениями, или (ii) Холдинговая компания определяет на момент Принятия такой Задолженности (и на момент любого изменения условий любого такого обременения или ограничения), что любое такое обременение или ограничение не затронет существенным образом способность Эмитента или Гарантов производить уплату основной суммы долга или процентов по Облигациям и любой иной Задолженности по заемным средствам, которая представляет собой обязательство Эмитента или Гарантов, и (y) соответствующее обременение или ограничение не является в существенной степени менее выгодным для держателей Облигаций, чем любое обременение или ограничение, которое является обычным в рамках сравнимого финансирования или договоров (что добросовестно определяется Холдинговой компанией);
- (ix) какие-либо требования относительно необходимости квалифицированного большинства голосов, существующие в соответствии с уставами, внутренними положениями, соглашениями между акционерами и подобными документами и договорами;
- (x) ограничения в отношении размера денежных или иных депозитов или стоимости собственных средств, предусматриваемые клиентами по контрактам, заключенным в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности; и
- (xi) какое-либо обременение или ограничение, существующее по любому договору, который предусматривает продление, возобновление или рефинансирование (в том числе посредством Рефинансирующей задолженности) или замену договоров, предусматривающих обременения или ограничения, упомянутые в вышеуказанных подпунктах (i) - (x) или в настоящем подпункте (xi), *при условии*, что условия любых таких обременений или ограничений являются не более ограничительными в каком-либо существенном отношении, нежели условия, предусмотренные соответствующим договором, который был таким образом продлен, возобновлен, рефинансирован или заменен.

Ограничения в отношении продажи активов и акций Дочерних компаний

Холдинговая компания не будет (и не будет разрешать какой-либо ее Ограниченной дочерней компании) осуществлять какое-либо Отчуждение активов, кроме случаев, когда:

- (1) Холдинговая компания или такая Ограниченная дочерняя компания (в зависимости от обстоятельств) получит на момент осуществления такого Отчуждения активов встречное предоставление, равной, по крайней мере, Справедливой рыночной стоимости (при этом такая Справедливая рыночная стоимость определяется на дату, установленную договором для такого Отчуждения активов, и включает стоимость всего встречного предоставления в неденежной форме) акций и активов, являющихся предметом такого Отчуждения активов;
- (2) по крайней мере 75% встречного предоставления, полученного Холдинговой компанией или такой Ограниченной дочерней компанией (в зависимости от обстоятельств) от такого Отчуждения активов, будет представлено в денежной форме, в форме Денежных эквивалентов или в форме Дополнительных активов (или в форме любого их сочетания); и
- (3) кроме случаев, предусмотренных следующим пунктом, сумма, равная 100% Чистых доступных средств от такого Отчуждения активов будет использована в течение одного года после даты такого Отчуждения активов Холдинговой компанией или такой Ограниченной дочерней компанией (в зависимости от обстоятельств):
 - (a) если такое решение будет принято Холдинговой компанией или любой Ограниченной дочерней компанией (в зависимости от обстоятельств) (или если это будет требоваться условиями какой-либо Задолженности), для досрочного погашения, возврата, выкупа или покупки Задолженности Холдинговой компании по любой Задолженности Холдинговой компании или любого Гаранта-дочерней компании, которая обеспечена каким-либо Обременением, которое разрешено Принять в соответствии с Соглашением на любом основании до Облигаций или Задолженности (кроме Исключенного капитала) любой Дочерней компании Холдинговой компании, которая не является Гарантом-дочерней компанией, *при условии, однако*, что в связи с любым досрочным погашением, возвратом, выкупом или покупкой Задолженности в соответствии с настоящим подпунктом (a), Холдинговая компания или такая Ограниченная дочерняя компания погасят такую Задолженность и обеспечат, чтобы соответствующее обязательство (если имеется) было на постоянной основе уменьшено на сумму, равную основной сумме такого досрочного погашения, возврата, выкупа или покупки;
 - (b) для инвестирования в Дополнительные активы; или
 - (c) для заключения обязательного соглашения об использовании Чистых доступных средств в соответствии с подпунктом (b) настоящего пункта, *при условии*, что такое обязательное соглашение будет считаться разрешенным использованием Чистых доступных средств с даты заключения такого соглашения до (x) даты совершения такого приобретения или расхода или (y) даты, наступающей через 180 дней после истечения вышеуказанного годового периода (в зависимости от того, какая из двух указанных дат наступит ранее);

при условии, что до окончательного использования любых таких Чистых доступных средств в соответствии с настоящим односторонним обязательством, Холдинговая компания и ее Ограниченные дочерние компании могут временно сократить Задолженность или иным образом инвестировать такие Чистые доступные средства в любом порядке, который не запрещен Соглашением.

Любые Чистые доступные средства от Отчуждения активов, которые не были использованы или инвестированы в порядке, указанном в предыдущем пункте, будут считаться представляющими собой «Излишние вырученные средства». Не позднее следующего Рабочего дня после даты, наступающей через один год после даты такого Отчуждения активов или получения таких Чистых доступных средств (в зависимости от того, какая из указанных двух дат наступит позже), если совокупная сумма Излишних вырученных средств превышает 10,0 миллионов долларов США, Эмитент будет обязан направить предложение («Предложение в связи с отчуждением активов») всем держателям Облигаций и, если это требуется условиями иной Задолженности с равной очередностью удовлетворения требований, всем держателям такой иной Задолженности с равной очередностью удовлетворения требований, которая является непогашенной и содержит положения, обязывающие Эмитента направить предложение о покупке такой Задолженности с равной очередностью удовлетворения требований за счет средств, вырученных от любого Отчуждения активов («Задолженность с равной очередностью удовлетворения требований»), о покупке максимальной основной суммы долга по Облигациям и любой такой Задолженности с равной очередностью удовлетворения требований, в которой применяется такое Предложение в связи с отчуждением активов, которые могут быть приобретены за счет Излишних вырученных средств, по цене предложения в денежной форме в размере, равном 100% основной суммы долга (или, в случае если

Задолженность с равной очередностью удовлетворения требований Эмитента была выпущена со значительным первоначальным эмиссионным дисконтом, то в размере, равном 100% приращенной стоимости такой Задолженности с равной очередностью удовлетворения требований) по Облигациям и Задолженности с равной очередностью удовлетворения требований, вместе с начисленными и не уплаченными процентами (если имеются) (или, в отношении такой Задолженности с равной очередностью удовлетворения требований, по такой более низкой цене (если установлена), которая может быть установлена условиями такой Задолженности) к дате покупки (с учетом права держателей, зарегистрированных по состоянию на дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям, получить причитающиеся проценты в соответствующую дату уплаты процентов), в соответствии с порядком, установленным Соглашением или договорами, регулирующими такую Задолженность с равной очередностью удовлетворения требований (в зависимости от обстоятельств), в каждом случае на минимальную сумму, равную 150 000 долларов США или на большую сумму, кратную 1 000 долларов США. Если совокупная основная сумма долга по Облигациям, представленным их держателями, и иной Задолженности с равной очередностью удовлетворения требований, представленной держателями или кредиторами, в совокупности превышает сумму Излишних вырученных средств, Доверительный управляющий обязан выбрать Облигации, которые должны быть приобретены, на пропорциональной основе исходя из совокупной основной суммы долга представленных к Облигаций и Задолженности с равной очередностью удовлетворения требований. Если совокупная основная сумма долга по Облигациям и Задолженности с равной очередностью удовлетворения требований, которые были таким образом законно представлены к выкупу и не были должным образом обозваны в соответствии с Предложением в связи с отчуждением активов, составляет менее суммы Излишних вырученных средств, Эмитент вправе использовать любые оставшиеся Излишние вырученные средства для любых целей, не запрещенных Соглашением.

Предложение в связи с отчуждением активов остается открытым в течение 20 Рабочих дней после его направления, кроме случаев, когда применимым законодательством установлен более продолжительный срок (**«Период действия предложения в связи с отчуждением активов»**). Не позднее чем через пять Рабочих дней после прекращения Периода действия предложения в связи с отчуждением активов (**«Дата приобретения в соответствии с предложением в связи с отчуждением активов»**) Эмитент приобретет основную сумму долга по Облигациям и Задолженности с равной очередностью удовлетворения требований, которая должна быть приобретена в соответствии с настоящим односторонним обязательством (**«Сумма предложения в связи с отчуждением активов»**), или, если к выкупу указанным образом были представлены Облигации и Задолженность с равной очередностью удовлетворения требований с основной суммой долга в меньшем размере, нежели Сумма предложения в связи с отчуждением активов, то Эмитент приобретет основную сумму долга по всем Облигациям и Задолженности с равной очередностью удовлетворения требований, которые были должным образом представлены к выкупу в ответ на Предложение в связи с отчуждением активов.

В случае если Дата приобретения в соответствии с предложением в связи с отчуждением активов приходится на какую-либо дату составления списка лиц, имеющих право на получение процентов, или наступает после такой даты или если Дата приобретения в соответствии с предложением в связи с отчуждением активов приходится на соответствующую дату уплаты процентов или наступает после такой даты, то любые начисленные и не уплаченные проценты (если имеются) будут уплачены Лицу, на чье имя Облигация была зарегистрирована по состоянию на конец рабочего дня в такую дату составления списка лиц, имеющих право на получение процентов, и никакие дальнейшие проценты не будут подлежать уплате держателям, которые представят Облигации к выкупу в соответствии с Предложением в связи с отчуждением активов.

В Дату приобретения в соответствии с предложением в связи с отчуждением активов Эмитент (если это является законным) примет к оплате (на пропорциональной основе, если это необходимо) Сумму предложения в связи с отчуждением активов в отношении Облигаций и Задолженности с равной очередностью удовлетворения требований или долей Облигаций и Задолженности с равной очередностью удовлетворения требований, которые были таким образом законно представлены к выкупу и не были должным образом отозваны в соответствии с Предложением в связи с отчуждением активов, или, если к выкупу указанным образом были представлены и не были надлежащим образом обозваны Облигации и Задолженность с равной очередностью удовлетворения требований с основной суммой долга в меньшем размере, нежели Сумма предложения в связи с отчуждением активов, то Эмитент примет к оплате Сумму предложения в связи с отчуждением активов основную сумму долга по всем Облигациям и Задолженности с равной очередностью удовлетворения требований, которые были должным образом представлены к выкупу и не были должным образом отозваны, в каждом случае на минимальную сумму, равную 150 000 долларов США или на большую сумму, кратную 1 000 долларов США. Эмитент предоставит Доверительному управляющему Сертификат должностного лица с указанием, что такие Облигации или их доли были приняты к оплате Эмитентом в соответствии с условиями настоящего одностороннего обязательства, и,

кроме того, Эмитент предоставит все сертификаты и свидетельства, требуемые (если таковые требуются) в соответствии с договорами, регулирующими Задолженность с равной очередностью удовлетворения требований. Эмитент или платежный агент (в зависимости от обстоятельств) безотлагательно (и в любом случае не позднее, чем через пять Рабочих дней после прекращения Периода действия предложения в связи с отчуждением активов) направят почтовым отправлением или передадут каждому держателю Облигаций или держателю или кредитору по Задолженности с равной очередностью удовлетворения требований, которые представили к выкупу соответствующие Облигации или Задолженность с равной очередностью удовлетворения требований (в зависимости от обстоятельств), сумму, равную цене покупки Облигаций или Задолженности с равной очередностью удовлетворения требований, которые были таким образом законно представлены к выкупу и не были должным образом отозваны таким держателем или кредитором (в зависимости от обстоятельств) и которые были приняты Эмитентом для покупки, и Эмитент безотлагательно выпустит новую Облигацию, а Доверительный управляющий, после получения Сертификата должностного лица от Эмитента, удостоверит и направит почтовым отправлением или передаст такую новую Облигацию такому держателю на основную сумму, равную невыкупленной части соответствующей представленной к выкупу Облигации, *при условии*, что каждая такая новая Облигация будет иметь минимальную основную сумму долга по ней в размере 150 000 долларов США или в большем размере, кратном 1 000 долларов США. Кроме того, Эмитент предпримет любые и все иные действия, требуемые договорами, регулирующими Задолженность с равной очередностью удовлетворения требований. Любая Облигация, которая не была таким образом принята к оплате, будет безотлагательно направлена почтовым отправлением или передана Эмитентом соответствующему держателю такой Облигации. Эмитент публично объявит о результатах соответствующего Предложения в связи с отчуждением активов в Дату приобретения в соответствии с предложением в связи с отчуждением активов.

Эмитент будет соблюдать (в той степени, в которой это применимо) требования Правила 14e-1 Закона о биржах и требования любых иных законов или нормативных актов о ценных бумагах в связи с выкупом Облигаций в соответствии с Соглашением. Если положения каких-либо законов или нормативных актов о ценных бумагах противоречат положениям настоящего одностороннего обязательства, Эмитент будет соблюдать применимые законы и нормативные акты о ценных бумагах и не будет считаться нарушившим свои обязательства по Соглашению по причине соблюдения им таких законов или нормативных актов о ценных бумагах.

Для целей подпункта (2) первого пункта настоящего одностороннего обязательства, следующее будет считаться денежными средствами:

- (1) принятие получателем на себя Задолженности (кроме Субординированных обязательств или Исключенного капитала) Холдинговой компании или Задолженности любой Ограниченной дочерней компании (кроме Субординированных обязательств гарантов, Привилегированного капитала или Исключенного капитала любой Ограниченной дочерней компании, которая является Гарантом-дочерней компанией) и безусловное освобождение Холдинговой компании или такой Ограниченной дочерней компании от ответственности по такой Задолженности в связи с таким Отчуждением активов, при этом Холдинговая компания (без необходимости совершения каких-либо дальнейших действий) будет считаться использовавшей такие подразумеваемые денежные средства на погашение Задолженности в соответствии с подпунктом (3)(а) первого пункта настоящего одностороннего обязательства;
- (2) ценные бумаги, облигации или иные обязательства, полученные Холдинговой компанией или любой Ограниченной дочерней компанией от соответствующего получателя, которые конвертированы Холдинговой компанией или такой Ограниченной дочерней компанией в денежные средства в течение 180 дней после их получения; и
- (3) встречное предоставление, состоящее из Задолженности Холдинговой компании (кроме Субординированных обязательств или Исключенного капитала) или Задолженности любой Ограниченной дочерней компании (кроме Субординированных обязательств гарантов, Привилегированного капитала или Исключенного капитала), которая либо считается полностью погашенной, либо аннулированной в связи с таким Отчуждением активов.

Ограничения в отношении Аффилированных сделок

Холдинговая компания не будет (и не будет разрешать какой-либо Ограниченной дочерней компании) прямо или косвенно заключать, совершать, изменять или осуществлять какую-либо сделку (включая оплату, покупку, продажу, аренду или обмен какого-либо имущества или оказание какой-либо услуги), контракт, договора или договоренность с каким-либо Аффилированным лицом Холдинговой компании или в

интересах какого-либо Аффилированного лица Холдинговой компании («Аффилированная сделка»), кроме случаев, когда:

- (1) условия такой Аффилированной сделки являются не менее выгодными для Холдинговой компании или такой Ограниченной дочерней компании (в зависимости от обстоятельств), нежели условия, которые могли бы быть согласованы в рамках сравнимой сделки (на момент совершения такой сделки), исходя из обычных рыночных условий, с любым Лицом, которое не является Аффилированным лицом, что должно быть подтверждено в Сертификате должностного лица;
- (2) условия такой Аффилированной сделки были одобрены большинством членов Совета директоров Холдинговой компании, которые не являются заинтересованными в совершении такой сделки, и такие члены Совета директоров примут Сертификат должностного лица, предоставленный в соответствии с пунктом (1) выше; и
- (3) если такая Аффилированная сделка предусматривает уплату встречного предоставления в размере свыше 25 миллионов долларов США, Совет директоров Холдинговой компании получил письменное заключение от любой независимой международно-признанной инвестиционно-банковской фирмы, аудиторской фирмы или фирмы оценщиков о том, что такая Аффилированная сделка является справедливой, с финансовой точки зрения, для Холдинговой компании или такой Ограниченной дочерней компании или что ее условия являются не менее выгодными для Холдинговой компании или такой Ограниченной дочерней компании, нежели условия, которые, при разумных ожиданиях, могли бы быть согласованы в рамках сравнимой сделки (на момент совершения такой сделки), исходя из обычных рыночных условий, с любым Лицом, которое не является Аффилированным лицом.

Предыдущий пункт не применяется к:

- (1) любому Запрещенному платежу, который разрешено произвести в соответствии с односторонним обязательством, описанным под заголовком «—Ограничения в отношении Запрещенных платежей», или любой Разрешенной инвестиции;
- (2) любому выпуску Акционерного капитала (кроме Исклученного капитала), иным платежам, присуждениям или предоставлениям в денежной форме, Акционерному капиталу (кроме Исклученного капитала) или иным выплатам на основании трудовых договоров или договоров о расторжении найма или к финансированию трудовых договоров или договоров о расторжении найма и иных соглашений о предоставлении компенсаций, опционам на покупку Акционерного капитала (кроме Исклученного капитала) Холдинговой компании, ограниченным опционным программам, долгосрочным программам предоставления льгот, программам участия в акционерном капитале, программам участия и подобным программам предоставления льгот работникам и/или гарантиям возмещения убытков, предоставляемым от имени должностным лиц или работников и одобренным Советом директоров Холдинговой компании;
- (3) займам или выплатам (или их аннулированию) или гарантиям по займам работникам или должностным лицам Холдинговой компании или любой ее Ограниченной дочерней компании или членам Совета директоров Холдинговой компании или любой ее Ограниченной дочерней компании, непогашенная совокупная сумма которых не превышает 5 миллионов долларов США на любой отдельный момент времени;
- (4) любой сделке между Холдинговой компанией и любой Ограниченной дочерней компанией или между Ограниченными дочерними компаниями;
- (5) любой сделке с каким-либо совместным предприятием или подобной организацией, которая представляла бы собой Аффилированную сделку лишь по той причине, что Холдинговая компания или какая-либо Ограниченная дочерняя компания владеет на праве собственности (прямо или косвенно) Акционерным капиталом такого совместного предприятия или подобной организации или иным образом контролирует такое совместное предприятие или подобную организацию;
- (6) выпуску или продаже любого Акционерного капитала (кроме Исклученного капитала) Холдинговой компании или получению Холдинговой компанией какого-либо вклада в капитал;
- (7) любому трудовому договору, программе предоставления компенсаций работникам или соглашению о предоставлении льгот работникам, гарантии возмещения убытков или подобному соглашению

(включая уплату страховых премий по договорам страхования ответственности директоров и должностных лиц), соглашениям об уплате заработной платы и премий (включая опционы на акции), заключенные в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности Холдинговой компанией или любой ее Ограниченной дочерней компанией;

- (8) уплате разумных компенсаций и вознаграждений, уплаченных членам Совета директоров Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании, и гарантиям возмещения убытков, предоставленным от имени членов Совета директоров Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании, а также гарантиям возмещения убытков директорам Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании, которые разрешены уставами или установленными законом требованиями;
- (9) договорам, касающимся стоимости услуг (и платежам по таким договорам для финансирования стоимости услуг), оказываемых непосредственно Холдинговой компанией и любой Ограниченной дочерней компании работниками, должностными лицами, подрядчиками, консультантами или советниками (а также связанным гарантиям возмещения убытков в отношении таких работников, должностных лиц, подрядчиков, консультантов или советников) Генерального партнера или Разрешенного держателя или любого Аффилированного лица Разрешенного держателя, при условии, что совокупный уровень таких платежей будет соответствовать обычному порядку ведения деятельности и практике ведения такой деятельности в прошлом со стороны Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний (рассматриваемых в целом); и
- (10) выполнению обязательств Холдинговой компании или любой ее Ограниченной дочерней компании в соответствии с условиями любого договора, стороной которого является Холдинговая компания или любая ее Ограниченная дочерняя компания на Дату выпуска, с учетом любых периодически вносимых изменений, исправлений, дополнений, продлений или возобновления таких договоров, при условии, однако, что любые последующие изменения, исправления, дополнения, продления или возобновления, принятые после Даты выпуска, будут разрешены только в том случае, если их условия являются в существенных отношениях не менее выгодными (в целом) для держателей Облигаций, нежели условия договоров, действующих на Дату выпуска.

Отчеты для держателей

До тех пор пока остаются непогашенными какие-либо Облигации, Холдинговая компания будет предоставлять Доверительному управляющему (который будет за счет Холдинговой компании предоставлять держателям Облигаций):

- (1) в течение 120 дней после окончания соответствующего финансового года Холдинговой компании – годовые отчеты, содержащие: (i) информацию в таком объеме, которая в целом сравнима во всех существенных отношениях с информацией, отраженной в разделах настоящего меморандума о предложении под заголовками «Факторы риска», «Выборочная финансовая информация за прошедшие периоды», «Коммерческая деятельность», «Руководство и корпоративное управление», «Связанные стороны и сделки со связанными сторонами» и «Описание прочей задолженности и некоторых финансовых соглашений»; (ii) проверенный аудиторами консолидированный баланс Холдинговой компании и Эмитента на конец последнего финансового года, а также проверенный аудиторами консолидированный отчет о прибыли и отчет о движении денежных средств Холдинговой компании за последние два финансовых года, включая необходимые примечания к такой финансовой отчетности и заключение независимых аудиторов по такой финансовой отчетности, и (iii) информацию, представленную с такой степенью подробностей, которая сравнима во всех существенных отношениях с разделом настоящего меморандума о предложении под заголовком «Обсуждение и анализ руководством финансового положения и результатов деятельности»;
- (2) в течение 90 дней после окончания финансового квартала, завершившегося 30 сентября 2010 года, и в течение 60 дней после окончания каждого из первых трех финансовых кварталов каждого финансового года Холдинговой компании (начиная с финансового квартала, завершившегося 31 марта 2011 года) – (i) квартальную финансовую отчетность, содержащую не проверенный аудиторами сжатый консолидированный баланс Холдинговой компании по конец каждого такого квартала и неконсолидированные сжатые отчеты о прибыли и отчеты о движении денежных средств за последний квартальный период, завершившийся в дату составления не проверенного аудиторами сжатого баланса, и за сравнимый предыдущий период, вместе с сжатыми примечаниями, и (ii) в отношении второго финансового квартала каждого финансового года Холдинговой компании – информацию за такой квартал и соответствующий годовой период, представленную с такой

степенью подробностей, которая сравнима во всех существенных отношениях с разделом настоящего меморандума о предложении под заголовком «Обсуждение и анализ руководством финансового положения и результатов деятельности»; и

- (3) безотлагательно после возникновения любого существенного события, приобретения, отчуждения, реструктуризации, изменения Главного исполнительного директора, Главного финансового директора, Директора по вопросам геологии или Главного юриста Холдинговой компании или любого изменения аудиторов Холдинговой компании – отчет с описанием такого события.

Кроме того, Холдинговая компания обязана предоставлять держателям Облигаций и потенциальным инвесторам, по запросу со стороны таких держателей, любую информацию, которая должна предоставляться в соответствии с Правилом 144A(d)(4) по Закону о ценных бумагах, пока Облигации не могут свободно передаваться по Закону о биржах Лицами, которые не являются «аффилированными лицами» по Закону о ценных бумагах.

Невзирая на вышесказанное, отчеты, указанные в подпунктах (1), (2) и (3) выше, не будут должны (i) содержать какую-либо выверку для приведения соответствующих данных в соответствие с общепринятыми принципами бухгалтерского учета в США (или любыми замещающими их – полностью или частично - принципами), (ii) включать отдельную финансовую отчетность в отношении любых Гарантов или лиц, не являющихся Гарантами (или совокупную отчетность любого из них), или (iii) включать какие-либо сведения в отношении результатов деятельности или любые иные финансовые или статистические данные, которые не относятся к видам сведений, включенным в настоящий меморандум о предложении.

Холдинговая компания также обязана предоставлять копии всех отчетов, переданных Доверительному управляющему: (a) на открытом веб-сайте Холдинговой компании и (b) через ленту новостей агентства Bloomberg или, если агентство Bloomberg на тот момент не функционирует, любого подобного агентства. Кроме того, если и до тех пор пока Облигации будут включены в Официальный котировальный список Люксембургской фондовой биржи и будут допущены к торгам на площадке Euronext MTF, а также если это будет требоваться правилами Люксембургской фондовой биржи, копии таких отчетов, переданных Доверительному управляющему, также будут представлены для ознакомления с ними в указанном офисе платежного агента в Люксембурге.

Если любой момент времени какая-либо из Дочерних компаний Холдинговой компании является Неограниченной дочерней компанией и любая такая Неограниченная дочерняя компания или группа Неограниченных дочерних компаний (рассматриваемая в целом) представляет собой Существенную дочернюю компанию Холдинговой компании, годовая финансовая отчетность и финансовая отчетность за второй финансовый квартал, в каждом таком случае требуемая в соответствии с первым пунктом настоящего одностороннего обязательства, описанного под заголовком «Отчеты для держателей», будет включать в разумной степени подробное описание (будь то в основном тексте соответствующей финансовой отчетности или в приложениях к ней) финансового состояния и результатов деятельности Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний отдельно от описания финансового состояния и результатов деятельности Неограниченных дочерних компаний.

Все отчеты, предоставленные в соответствии с настоящим односторонним обязательством, описанным под заголовком «Отчеты для держателей», должны быть составлены на английском языке.

Слияние и объединение

Холдинговая компания не будет объединяться или сливаться с каким-либо Лицом (независимо от того, является ли Холдинговая компания юридическим лицом, остающимся в результате такого объединения или слияния), или предоставлять, передавать или сдавать в аренду все или преимущественно все свои активы в рамках одной или нескольких связанных сделок в пользу какого-либо Лица, за исключением следующих случаев:

- (1) если образовавшееся или сохранившее свое наименование Лицо, а также правопреемник («Компания-правопреемник») является корпорацией, партнерством, трастом или компанией с ограниченной ответственностью, учрежденной и осуществляющей свою деятельность согласно законодательству государства-участника Европейского Союза, Швейцарии, Республики Казахстан, Британских Виргинских островов, о-ва Мэн, Канады, Соединенных Штатов Америки, какого-либо штата Соединенных Штатов Америки или округа Колумбия, и Компания-правопреемник (если она не является Холдинговой компанией) специально примет на основании дополнительного договора и иных необходимых соглашений и документов, оформленных и врученных Доверительному

управляющему в форме, обоснованно приемлемой для Доверительного управляющего, все обязательства Холдинговой компании по Облигациям, Соглашению и Документам обеспечения;

- (2) если незамедлительно после вступления в силу такой сделки (и при рассмотрении любой Задолженности, обязательства по которой несет Компания-правопреемник или какая-либо Дочерняя компания Компании-правопреемника в результате такой сделки, как Принятой Компанией-правопреемником или такой Дочерней компанией на момент такой сделки) не произойдет и не сохранится в силе никакого Неисполнения обязательств;
- (3) если непосредственно после формального вступления в силу такой сделки Компания-правопреемник Примет не менее 1,00 долларов США Задолженности согласно первому пункту одностороннего обязательства, описанного под заголовком «—Ограничения в отношении Задолженности»;
- (4) если каждый Гарант-дочерняя компания (за исключением случаев, когда она является другой стороной описанных выше сделок, и в таком случае применяется подпункт (1)) на основании дополнительного договора подтвердил, что его Гарантия по облигациям распространяется на обязательства такой Компании-правопреемника в отношении Соглашения и Облигаций;
- (5) если Холдинговая компания вручила Доверительному управляющему Юридическое заключение, в котором говорилось, что держатели Облигаций не укажут прибыль, доход или убыток для целей федерального налога на прибыль Соединенных Штатов Америки и налога на прибыль о-ва Мэн (или юрисдикции, в которой учреждена какая-либо Компания-правопреемник) в результате такой сделки, при этом будет причитаться к оплате федеральный налог на прибыль Соединенных Штатов Америки и налог на прибыль о-ва Мэн (или юрисдикции, в которой учреждена какая-либо Компания-правопреемник) в таком же объеме, и в те же сроки, в которых он причитался бы к оплате, если бы такая сделка не состоялась; и
- (6) если Холдинговая компания вручила Доверительному управляющему Сертификат должностного лица и Юридическое заключение, в каждом из которых говорится, что такое объединение, слияние, предоставление, передача или сдача в аренду и такой дополнительный договор (при его наличии) отвечают условиям Соглашения и такого дополнительного договора, при его наличии, и Облигации подлежат принудительному исполнению.

Для целей настоящего одностороннего обязательства, продажа, сдача в аренду, предоставление, уступка, передача или иное распоряжение всеми или преимущественно всеми объектами недвижимости и активами одной или нескольких Дочерних компаний Холдинговой компании, и такие объекты имущества и активы, если они принадлежат Холдинговой компании, а не таким дочерним компаниям, представляют собой все или преимущественно все объекты имущества и активы Холдинговой компании на консолидированной основе, считаются передачей всех или преимущественно всех объектов имущества и активов Холдинговой компании.

Компания-правопреемник станет правопреемником Холдинговой компании и может осуществлять все ее права и полномочия по соответствующим Документам по Облигациям; и Холдинговая компания-правопреемник, кроме как в случае аренды всех или преимущественно всех ее активов, освобождается от всех своих обязательств по соответствующим Документам по Облигациям.

Хотя судами был принят ряд решений, в которых содержится толкование фразы «практически все», точного определения смысла указанной фразы в применимом законодательстве не существует. Соответственно, в некоторых случаях может возникать некоторая неясность относительно того, является ли предметом той или иной сделки «все или практически все» имущество или активы какого-либо Лица.

Кроме того, Холдинговая компания не будет позволять ни одному Гаранту-дочерней компании объединяться или сливаться с каким-либо Лицом, а также не будет позволять предоставление, передачу или аренду всех или преимущественно всех активов какого-либо Гаранта-дочерней компании в пользу какого-либо лица (за исключением Эмитента, Холдинговой компании или иного Гаранта-дочерней компании), за исключением следующих случаев:

- (1) (а) если образовавшееся или сохранившее свое наименование Лицо, а также правопреемник является корпорацией, партнерством, трастом или компанией с ограниченной ответственностью, учрежденной и осуществляющей свою деятельность согласно законодательству государства-участника Европейского Союза, Швейцарии, Республики Казахстан, Британских Виргинских

островов, о-ва Мэн, Канады, Соединенных Штатов Америки, какого-либо штата Соединенных Штатов Америки или округа Колумбия, и такое Лицо (если оно не является таким Гарантом-дочерней компанией) специально примет на основании дополнительного договора и иных необходимых соглашений и документов, оформленных и врученных Доверительному управляющему в форме, обоснованно приемлемой для Доверительного управляющего, все обязательства такого Гаранта-дочерней компании по его Гарантии дочерней компании и Документам обеспечения, и (b) если незамедлительно после вступления в силу такой сделки (и при рассмотрении любой Задолженности, обязательства по которой несет образовавшееся или сохранившее свое наименование Лицо, а также правопреемник или какая-либо Ограниченная дочерняя компания в результате такой сделки, как Принятой таким лицом или такой Ограниченной дочерней компанией на момент такой сделки) не произойдет и не сохранится в силе никакого Неисполнения обязательств; и

- (2) если Холдинговая компания вручила Доверительному управляющему Сертификат должностного лица и Юридическое заключение, в каждом из которых говорится, что такое объединение, слияние, предоставление, передача или сдача в аренду и такой дополнительный договор (при его наличии) отвечают условиям Соглашения.

После Замены Эмитент не будет объединяться или сливаться с каким-либо Лицом (независимо от того, является ли Эмитент лицом, остающимся в результате такого объединения или слияния), или предоставлять, передавать или сдавать в аренду все или преимущественно все свои активы в рамках одной или нескольких связанных сделок в пользу какого-либо Лица, за исключением следующих случаев:

- (1) если остающееся, продолжающее действовать Лицо или Лицо-получатель (**«Компания-правопреемник»**) является корпорацией, партнерством, трастом или компанией с ограниченной ответственностью, учрежденной и осуществляющей свою деятельность согласно законодательству государства-участника Европейского Союза, Швейцарии, Республики Казахстан, Британских Виргинских островов, о-ва Мэн, Канады, Соединенных Штатов Америки, какого-либо штата Соединенных Штатов Америки или округа Колумбия, и Компания-правопреемник (если она не является Эмитентом) специально примет на основании дополнительного договора и иных необходимых соглашений и документов, оформленных и врученных Доверительному управляющему в форме, обоснованно приемлемой для Доверительного управляющего, все обязательства Эмитента по Облигациям, Соглашению и Документам обеспечения;
- (2) если незамедлительно после вступления в силу такой сделки никакое Неисполнение обязательств не наступило и не остается в силе;
- (3) если Эмитент вручил Доверительному управляющему Сертификат должностного лица и Юридическое заключение, в каждом из которых говорится, что такое объединение, слияние, предоставление, передача или сдача в аренду и такой дополнительный договор (при его наличии) отвечают условиям Соглашения и такого дополнительного договора, при его наличии, и Облигации подлежат принудительному исполнению.

Настоящее одностороннее обязательство под заголовком «Слияние и объединение» не применяется в отношении: (a) любого объединения или слияния Гарантов, (b) любого объединения или слияния Эмитента и какого-либо Гаранта *при условии*, что если Эмитент не является сохранившей свое наименование компанией по итогам такого слияния или объединения, соответствующий Гарант является компанией, учрежденной или существующей в соответствии с законодательством Республики Казахстан, Британских Виргинских островов, о-ва Мэн, какого-либо государства-участника Европейского Союза, Швейцарии, Канады, Соединенных Штатов Америки, какого-либо штата Соединенных Штатов Америки или округа Колумбия, и примет на себя обязательства Эмитента по Соглашению, Облигациям и (в том объеме, в котором это применимо) Документам обеспечения, или (c) любой продажи, уступки, передачи, предоставления, аренды или иного распоряжения активами между Эмитентом и/или Гарантами.

Замена

До Замены Эмитент не будет осуществлять объединение или слияние (вне зависимости от того, сохраняется ли Эмитент после такого объединения или слияния) с каким-либо Лицом, перечислять, передавать или арендовать какому-либо Лицу все или практически все свои активы в рамках одной или нескольких взаимосвязанных сделок, кроме как в соответствии с какой-либо Заменой (как определено ниже).

Доверительный управляющий обязан, действуя по письменному запросу ТОО Жаикмунай и без необходимости получения согласия держателей Облигаций, согласиться на замену ТОО Жаикмунай или его правопреемников («**Заменяющий должник**») в качестве Эмитента по Соглашению и Облигациям («**Замена**»), *при условии*, что:

- (1) Заменяющий должник прямо примет на себя – в соответствии с дополнительным соглашением, подписанным и формально врученным Доверительному управляющему, по форме, разумно приемлемой для Доверительной управляющего, - все обязательства Эмитента по Облигациям и Соглашению;
- (2) Генеральный директор Заменяющего должника удостоверит, что он будет являться финансово состоятельным непосредственно после такой Замены;
- (3) каждый Гарант (кроме соответствующего Заменяющего должника) - на основании дополнительного соглашения – подтвердит, что его Гарантия по облигациям будет применяться к обязательствам Заменяющего должника в отношении Соглашения и Облигаций;
- (4) Эмитент и Заменяющий должник предоставят Доверительному управляющему удовлетворительное свидетельство того, что Заем вырученных средств будет уступлен или передан в порядке новации Заменяющему должнику непосредственно после осуществления такой Замены;
- (5) Заменяющий должник представит Юридическое заключение, составленное по форме и существу разумно приемлемым для Доверительного управляющего образом, с заключением о том, что держатели Облигаций не будут считать прибыль, выручку или убытки для целей начисления федерального налога на прибыль в США, налога на прибыль в Казахстане или Голландии в качестве последствия такой сделки и будут отчитываться для целей начисления федерального налога на прибыль в США, налога на прибыль в Казахстане или Голландии (или юрисдикции учреждения любой компании-правопреемника) на те же суммы, в том же порядке и в те же сроки, в которые это происходило бы, если бы такая сделка не имела места;
- (6) Заменяющий должник предоставит Доверительному управляющему Сертификат должностного лица и Юридическое заключение, в каждом из которых будет указано, что (i) Заменяющий должник получил все одобрения и согласия со стороны государственных и регулирующих органов, необходимые для принятия им на себя ответственности в качестве основного должника по Облигациям, вместо Эмитента, (ii) Холдинговая компания получила все одобрения и согласия со стороны государственных и регулирующих органов, необходимые для того, чтобы соответствующая Гарантия по облигациям имела полную юридическую силу, как описано в подпункте (3) выше, и (iii) такие одобрения и согласия являются действующими и имеющими юридическую силу на момент такой Замены;
- (7) такая Замена не приведет к возникновению у Заменяющего должника права выкупить какие-либо Облигации в соответствии с положениями, приведенными под заголовком «Погашение в случае изменения законодательства об уплате налогов на доходы в виде процентов или дивидендов», незамедлительно после завершения такой Замены;
- (8) незамедлительно после осуществления такой Замены не произойдет и не будет продолжать действовать какое-либо Неисполнение обязательств; и
- (9) Заменяющий должник предоставит Доверительному управляющему Сертификат должностного лица и Юридическое заключение, в каждом из которых будет указано, что такая Замена и такое дополнительное соглашение соответствуют Соглашению и что требования по такому дополнительному соглашению и Облигациям обладают искомой силой.

После завершения Замены Эмитент освобождается от всех своих обязательств по Документам по облигациям в качестве Эмитента, а Заменяющий должник становится правопреемником и заменяет (таким образом, что начиная с даты такой Замены положения Документов по облигациям, упоминающие Эмитента, будут считаться упоминающими такого Заменяющего должника, а не Эмитента) Эмитента по Документам по облигациям и может осуществлять все права и полномочия и будет нести все обязательства Эмитента по Документам по облигациям так же, как если бы такой Заменяющий должник был указан в качестве Эмитента в Соглашении и Облигациях.

Будущие гаранты-дочерние компании

В соответствии с Соглашением Холдинговая компания обеспечит, чтобы каждая Ограниченная дочерняя компания, созданная или приобретенная (после Даты выпуска) Холдинговой компанией или одной или несколькими ее Ограниченными дочерними компаниями, подписала и формально вручила Доверительному управляющему Гарантию по облигациям, в соответствии с которой такая Ограниченная дочерняя компания в безусловном порядке Гарантирует на солидарной основе полную и безотлагательную уплату основной суммы долга, премии (если имеется) и процентов (если имеются) по Облигациям на условиях основной задолженности с преимущественным правом ее удовлетворения.

Невзирая на какие-либо положения об обратном, при завершении Замены компания Zhaikmunai Finance B.V. обязана подписать и формально вручить Доверительному управляющему Гарантию по облигациям, в соответствии с которой она в безусловном порядке Гарантирует на солидарной основе полную и безотлагательную уплату основной суммы долга, премии (если имеется) и процентов (если имеются) по Облигациям на условиях основной задолженности с преимущественным правом ее удовлетворения.

Дефекты прав обеспечения

Холдинговая компания не будет (и не будет разрешать какой-либо Ограниченной дочерней компании) предпринимать или допускать или осознанно или по небрежности не предпринимать какие-либо действия, если такие действия или бездействие могут привести или привели бы к существенному неблагоприятному влиянию на права обеспечения в отношении Обеспечения в интересах Агента по обеспечению, Доверительного управляющего и держателей Облигаций (при этом Стороны понимают и договариваются о том, что Принятие Разрешенного обременения в отношении обеспечения в отношении Обеспечения ни при каких обстоятельствах не будет считаться оказывающим неблагоприятное влияние на права обеспечения в отношении Обеспечения), при условии, однако, что любые изменения, продления, возобновления, новые редакции, дополнения или иные исправления могут вноситься в Документы обеспечения только в том случае, если одновременно с такими изменениями, продлениями, возобновлениями, новыми редакциями, дополнениями или иными исправлениями либо Эмитент предоставит Агенту по обеспечению и Доверительному управляющему (по форме и существу приемлемым для каждого из них образом) (i) Юридическое заключение с заключением о том, что после совершения любых сделок, касающихся таких изменений, продлений, возобновлений, новых редакций, дополнений или иных исправлений, Обременения, обеспечивающие Облигации по Документам обеспечения, в которые были внесены такие изменения, продления, возобновления, новые редакции, дополнения или иные исправления, остаются действительными и оформленными Обременениями, в отношении которых отсутствуют какие-либо иные ограничения, дефекты в оформлении или новый период заключения сделок с риском возможного оспаривания, будь то по праву справедливости (если это применимо, с юридической точки зрения) или по закону, которые не действовали в отношении таких Обременений непосредственно до внесения таких изменений, продлений, возобновлений, новых редакций, дополнений или иных исправлений, или (ii) заключение о финансовой состоятельности, составленное Независимым финансовым консультантом по форме и существу приемлемым образом для Агента по обеспечению и Доверительного управляющего, подтверждающее финансовую состоятельность Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний в целом, после совершения сделок, касающихся таких изменений, продлений, возобновлений, новых редакций, дополнений или иных исправлений. В случае если Холдинговая компания выполнит данное одностороннее обязательство, Доверительный управляющий и Агент по обеспечению обязаны (с учетом обычных средств защиты и гарантий возмещения убытков) предоставить свое согласие на внесение таких изменений, продлений, возобновлений, новых редакций, дополнений или иных исправлений без необходимости получения указаний со стороны держателей Облигаций.

Невзирая на вышеуказанное, никакие положения настоящего пункта не запрещают отмены или погашения Обеспечения (включая новацию или уступку Займа вырученных средств в связи с такой Заменой) в соответствии с Соглашением, Документами обеспечения и любым Соглашением между кредиторами.

Соглашения в отношении совместных прав на обеспечение

Общие положения

По запросу Эмитента в момент возникновения (или до момента) любого Паритетного долга (кроме любых Дополнительных облигаций) или любых Соответствующих паритетных хеджированных обязательств или в момент (или до момента) представления обеспечения в отношении такого Паритетного долга или Соответствующих паритетных хеджированных обязательств в отношении любого Обеспечения (или предоставления выгод по такому Обеспечению в пользу держателя(ей) такой Задолженности), Эмитент, Гаранты, Доверительный управляющий и Агент по обеспечению заключают Соглашение между кредиторами

с держателем(ями) такого иного Паритетного долга (или, в случае нескольких таких держателей, с любым их должным образом уполномоченным представителем) и/или держателями Соответствующих паритетных хеджированных обязательств, содержащее в целом те же условия в отношении ограничений на обращение взыскания и прекращение действия Гарантий по облигациям, очередность и аннулирование прав обеспечения в отношении Обеспечения, что и нижеописанные условия, или иные условия, которые станут обычными для подобных договоров (или, применительно к любым таким условиям, условия, которые являются более выгодными для держателей Облигаций). Агент по обеспечению, Доверительный управляющий и Эмитент обязаны предпринять такие действия, которые являются необходимыми для заключения любого Соглашения между кредиторами в соответствии с условиями Соглашения, без необходимости получения согласия держателей Облигаций, после получения от Холдинговой компании Сертификата должностного лица и Юридического заключения, подтверждающих, что соответствующее Соглашение между кредиторами соответствует условиям, изложенным в описании его условий и в описании роли Агента по обеспечению, приведенном выше, в каждом таком случае, во всех существенных отношениях и при условии получения удовлетворительной гарантии возмещения убытков от Холдинговой компании. При осуществлении своих прав по любому Соглашению между кредиторами Доверительный управляющий обязан делать это с учетом положений Соглашения и в соответствии с ними. Никакое Соглашение между кредиторами не будет возлагать каких-либо личных обязательств на Доверительного управляющего или Агента по обеспечению или неблагоприятным образом затрагивать права, обязанности, ответственность или иммунитет Доверительного управляющего, Агента по обеспечению или держателей Облигаций по Соглашению или такому Соглашению между кредиторами или приводить к тому, что Доверительный управляющий, Агент по обеспечению или держатели Облигаций будут считаться нарушившими или иным образом не соблюдающими требования такого Соглашения между кредиторами. В соответствии с любым Соглашением между кредиторами Доверительный управляющий и Агент по обеспечению получают обычные средства защиты и гарантии возмещения убытков, в целом подобные тем, которые предоставляются Доверительному управляющему и Агенту по обеспечению в соответствии с Соглашением.

Указания об обращении взыскания

Агент по обеспечению обязан обращать взыскание на Обеспечение по Паритетному долгу в соответствии с письменными указаниями Большинства кредиторов по паритетному долгу и вправе воздерживаться от обращения взыскания на Обеспечение по Паритетному долгу, если иное указание не будет получено от Большинства кредиторов по паритетному долгу, при условии предоставления Агенту по обеспечению приемлемой для него гарантии возмещения убытков и/или обеспечения и при условии, что он сможет делегировать полномочия по такому обращению взыскания в соответствии с разделом, озаглавленным «Агент по обеспечению».

Агент по обеспечению обязан игнорировать любые указания об обращении взыскания на Обеспечение по Паритетному долгу, если такие указания предоставлены каким-либо иным лицом, нежели Большинством кредиторов по паритетному долгу, и Агент по обеспечению не несет ответственности перед каким-либо лицом в связи с игнорированием таких указаний.

Если какие-либо указания, предоставленные по Соглашению между кредиторами, относятся к прекращению какого-либо Обеспечения по Паритетному долгу или гарантий, такое прекращение и погашение Обеспечения по Паритетному долгу или гарантий осуществляется в соответствии с положениями, приведенными ниже под заголовком «—Отмена Обеспечения по Паритетному долгу и Гарантий». Ни один кредитор не имеет права самостоятельно требовать принудительного исполнения какого-либо договора или иного документа, регулирующего Обеспечение по Паритетному долгу, или осуществлять какие-либо права или полномочия, возникающие по таким договорам или иным документам, кроме как посредством предоставления Большинством кредиторов по паритетному долгу соответствующих указаний Агента по обеспечению. Если иное прямо не предусмотрено соответствующим Соглашением между кредиторами, Агент по обеспечению не уполномочен действовать от имени какого-либо кредитора или держателя (без предварительного согласия такого лица) в рамках какого-либо судебного или арбитражного разбирательства в связи с каким-либо финансовым документом.

Отмена Обеспечения по Паритетному долгу и Гарантий

За исключением случаев, указанных в следующем пункте, если какое-либо отчуждение в пользу какого-либо Лица или Лиц любого актива, представляющего собой Обеспечение по паритетному долгу и (включая, помимо прочего, акции или доли участия в капитале Эмитента или Гарантов) принадлежащего Эмитенту или Гарантам:

- (i) не запрещено Соглашением (если оно состоялось до Даты погашения обязательств по Облигациям) и финансовыми документами по иному Паритетному долгу (если оно состоялось до Дата погашения другого паритетного долга);
- (ii) осуществляется по запросу Большинства кредиторов по паритетному долгу или по запросу Агента по обеспечению, действующего от имени Большинства кредиторов по паритетному долгу в соответствии с Соглашением между кредиторами, при таких обстоятельствах, когда держатели Облигаций и держатели/кредиторы по другому Паритетному долгу имеют право совершить действия по обращению взыскания в соответствии с таким Соглашением между кредиторами; или
- (iii) осуществляется в рамках действий по обращению взыскания, предпринятых для обращения взыскания на какое-либо Обеспечение по Паритетному долгу в соответствии с Соглашением между кредиторами,

Агент по обеспечению, если это является юридически возможным, в безотзывном порядке уполномочивается, получает указание и обязан подписать от имени каждого кредитора (включая Доверительного управляющего и держателей Облигаций) и Эмитента и/или Гарантов и их Дочерних компаний (в зависимости от обстоятельств) (и при этом за счет Эмитента и/или соответствующих Гарантов):

- (a) документ о прекращении любого Обеспечения по Паритетному долгу и любого иного требования (включая, помимо прочего, любые соответствующие гарантии) по соответствующим финансовым документам в отношении такого актива; и
- (b) если такой актив включает в себя все акции в составе Акционерного капитала какой-либо Дочерней компании Холдинговой компании, который, в каждом таком случае, представляет собой Обеспечение по Паритетному долгу, то документ об освобождении такой Дочерней компании и ее Дочерних компаний от всех существующих и будущих обязательств и ответственности (как фактических, так и условных, включая любую ответственность по какой-либо гарантии (включая, помимо прочего, Гарантии по облигациям) и/или перед любым иным должником на основании обязанности по участию в возмещении убытков или на основании гарантии возмещения убытков (но исключая любые обязательства и ответственность, которые такая Дочерняя компания имеет в качестве заемщика по возврату основной суммы долга и уплате процентов, премии или иных сумм, начисляемых на основную сумму долга)) по финансовым документам, подтверждающим Паритетный долг, а также документ о прекращении любого Обеспечения по Паритетному долгу, предоставленного Холдинговой компанией или любой ее Дочерней компанией (или любыми их соответствующими непосредственными или косвенными компаниями-акционерами, если применимо) в отношении любых из соответствующих активов,

при условии, что (1) в случае подпункта (i) выше, средства, вырученные от такого отчуждения, буду использованы в соответствии с любыми требованиями, предусмотренными соответствующими финансовыми документами, касающимися обязательного досрочного погашения, выкупа и/или аннулирования за счет средств, вырученных от отчуждений (при этом в отношении такого использования средств Агент по обеспечению вправе полагаться на любой Сертификат должностного лица, представленный Холдинговой компанией), и (2) в отношении подпунктов (ii) и (iii) выше, средства, вырученные от такого отчуждения, будут использованы в соответствии с очередностью, указанной ниже под заголовком «—Использование средств, вырученных в результате обращения взыскания».

Каждый кредитор (в случае Доверительного управляющего, без необходимости направления любого дополнительного запроса, получения дополнительных полномочий или согласия со стороны держателей Облигаций, но при условии оплаты его затрат и расходов или получения им приемлемых для него гарантий возмещения таких затрат и расходов и/или обеспечения в отношении таких затрат и расходов), а также Эмитент и каждый из Гарантов будут обязаны безотлагательно подписывать любые документы, которые могут быть необходимы для оформления вышесказанного прекращения обязательств и обеспечения и которые могут быть разумно потребованы Агентом по обеспечению для реализации указанных положений, касающихся такого прекращения обязательств и обеспечения.

Полученные средства

Каждый держатель Паритетного долга и Соответствующих паритетных хеджированных обязательств соглашается с тем, что любые средства (такие средства далее именуется «**Указанные вырученные средства**»), полученные любым кредитором в счет погашения любого долга в результате:

- (a) любого обращения взыскания на Обеспечение по Паритетному долгу;
- (b) продажи любых активов Эмитента или какого-либо Гаранта в связи с каким-либо случаем несостоятельности или в рамках действий по обращению взыскания; или
- (c) любой реорганизации, административной реструктуризации компании или реструктуризации, которая проводится под надзором суда или с санкции суда,

в любом таком случае по требованию Агента по обеспечению должны быть уплачены таким кредитором (за вычетом затрат и расходов третьих лиц (если имеются), разумно понесенных таким кредитором в связи с получением или взысканием таких средств) Агенту по обеспечению для их последующего использования в соответствии с очередностью, указанной ниже под заголовком «—Использование средств, вырученных в результате обращения взыскания».

Использование средств, вырученных в результате обращения взыскания

С учетом требования применимого права и прав любого лица, имеющего преимущественные права по обеспечению или преимущественные права требования, Указанные вырученные средства должны быть уплачены Агенту по обеспечению. С учетом упомянутой ниже оговорки, указанные вырученные средства и все иные суммы, уплаченные Агенту по обеспечению по соответствующему Соглашению между кредиторами в связи с Обеспечением по Паритетному долгу, должны быть использованы в следующем порядке:

В первую очередь, для уплаты вознаграждения, затрат, расходов и сумм ответственности (а также всех начисленных процентов, как это предусмотрено в финансовых документах) Агента по обеспечению, любого управляющего, фактического представителя, агента или иного(-ых) должным образом уполномоченного(-ых) представителя(-ей) по Паритетному долгу (за исключением Доверительного управляющего или Агента по обеспечению), назначенного(-ых) по любому договору или документу, регулирующему Обеспечение по Паритетному долгу, или по Соглашению между кредиторами в соответствии с условиями соответствующего финансового документа, а также для уплаты обычных затрат, расходов и сумм возмещений, подлежащих уплате Доверительному управляющему лично в соответствии с Соглашением, в равном и пропорциональном отношении между такими сторонами;

Во вторую очередь, в равном и пропорциональном порядке соответствующим представителям по Паритетному долгу и Соответствующим паритетным хеджинговым обязательствам, - с целью их использования для оплаты всего непогашенного Паритетного долга и всех иных обязательств по Паритетному долгу, который на тот момент времени подлежит и причитается к уплате, и по Соответствующим паритетным хеджинговым обязательствам в соответствии с условиями соответствующего финансового документа; и

В третью очередь, для уплаты излишка (если имеется) Эмитента или Гарантам или иным лицам, имеющим право на получение таких средств,

при условии, что никакие средства не подлежат уплате какому-либо представителю или кредитору по Паритетному долгу или Соответствующим паритетным хеджинговым обязательствам (каждое такое лицо для целей настоящего пункта – «Бенефициар») в соответствии с вышеуказанными положениями, если любая такая выплата приведет к получению каким-либо Бенефициаром большей суммы, чем той, на получение которой он имеет право, с учетом любого применимого ограничения, предусмотренного любым соответствующим договором или иным документом, регулирующим Обеспечение по Паритетному долгу, в отношении (i) размера или характера долга, причитающегося такому Бенефициару, который, как предполагается, должен быть обеспечен по такому договору или документу, или (ii) активов, которые, как предполагается, должны являться предметом обеспечения по такому договору или документу в пользу такого Бенефициара. С учетом применимого законодательства и прав любого лица, имеющего преимущественную очередность удовлетворения требований за счет обращения взыскания на обеспечение или преимущественные требования, никакие такие средства или суммы не должны направляться на уплату каких-либо указанных выше сумм до тех пор, пока все суммы, указанные в любом предыдущем подпункте, не будут уплачены в полном объеме.

Изменения, вносимые в Соглашение между кредиторами

Любые отказы от прав, согласия или изменения в отношении Соглашения между кредиторами должны быть согласованы должным образом уполномоченным(-ыми) представителем(-ями) Паритетного долга (кроме

Облигаций), Доверительным управляющим и Агентом по обеспечению, *при условии*, что, если какое-либо изменение в Соглашение между кредиторами затрагивает только права и обязательства одной или нескольких сторон или права и обязательства какого-либо класса сторон по Соглашению между кредиторами и, при разумных ожиданиях, не окажет негативного влияния на интересы других сторон, то для согласования такого изменения требуется получение согласия только сторон или класса сторон, интересы которых затрагиваются таким изменением.

Разрешенные действия для обеспечения равного и справедливого отношения

Документы обеспечения (кроме залога Займа вырученных средств) будут обеспечивать весь Паритетный долг и Соответствующие паритетные хеджинговые обязательства на равной и пропорциональной основе. Агент по обеспечению будет иметь право предпринимать любые необходимые действия для обеспечения того, чтобы Паритетный долг и Соответствующие паритетные хеджинговые обязательства, принятые или существенно измененные после того, как были выпущены Облигации, были обеспечены на равной и пропорциональной основе в отношении Обеспечения по Паритетному долгу. Такие действия могут включать внесение изменений в Документы обеспечения и/или Соглашение между кредиторами для того, чтобы указать новый Паритетный долг или Соответствующие паритетные хеджинговые обязательства в качестве обеспеченного обязательства по таким Документам обеспечения и/или Соглашению между кредиторами, или для того, чтобы внести изменения в описание любого Паритетного долга или Соответствующего паритетного хеджингового обязательства, которые были существенно изменены, или, если такое изменение не является действительным, для того, чтобы предоставить соответствующему новому Паритетному долгу или Соответствующему паритетному хеджинговому обязательству равное и пропорциональное обеспечение в какой-либо отдельной юрисдикции, обеспечение автоматического прекращения соответствующего обеспечения, предоставленного держателям Облигаций в такой юрисдикции, без согласия Агента по обеспечению и получение нового обеспечения в пользу Агента по обеспечению в интересах держателей соответствующего Паритетного долга и Соответствующего паритетного хеджингового обязательства в целом на тех же условиях, которые действовали до такого прекращения обеспечения, *при условии*, что либо (i) Агенту по обеспечению и Доверительному управляющему будет предоставлено Юридическое заключение (по форме и существу приемлемое для каждого из них) с заключением о том, что, после такого прекращения и повторного получения обеспечения, Обременения в отношении Обеспечения по Паритетному долгу, обеспечивающие исполнение обязательств по Паритетному долгу и исполнение Соответствующего паритетного хеджингового обязательства, остаются действительными Обременениями, в отношении которых отсутствуют какие-либо иные ограничения, дефекты в оформлении или новый период заключения сделок с риском возможного оспаривания, будь то по праву справедливости (если это применимо, с юридической точки зрения) или по закону, которые не действовали в отношении таких Обременений непосредственно до такого прекращения или повторного получения такого обеспечения, или (ii) Независимым финансовым консультантом будет предоставлено заключение о финансовой состоятельности, по форме и существу приемлемое для Агента по обеспечению и Доверительного управляющего, подтверждающее финансовую состоятельность Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний в целом, после совершения действий, предусмотренных настоящим пунктом.

Ограничения в отношении сферы хозяйственной деятельности

Холдинговая компания не будет (и не будет разрешать какой-либо Ограниченной дочерней компании) участвовать в какой-либо хозяйственной деятельности, кроме Нефтегазового бизнеса (включая финансирование и рефинансирование такой деятельности).

Листинг

Холдинговая компания обязана прилагать все разумные, с коммерческой точки зрения, усилия для (i) листинга и поддержания листинга Облигаций на Люксембургской фондовой бирже, *при условии*, что, если Холдинговая компания не может провести процедуру листинга Облигаций на Люксембургской фондовой бирже или если поддержание такого листинга становится чрезмерно обременительным, Холдинговая компания будет прилагать все разумные, с коммерческой точки зрения, усилия для листинга Облигаций на другой признанной фондовой бирже, и (ii) поддержания листинга ее глобальных депозитарных расписок на основном рынке Лондонской фондовой биржи.

Платежи за согласия

Ни Холдинговая компания, ни какая-либо ее Ограниченная дочерняя компания не будут прямо или косвенно уплачивать или обеспечивать уплату какого-либо встречного предоставления (будь то в форме процентов, вознаграждений или в иной форме) какому-либо держателю Облигаций за (или в качестве

поощрения за) какое-либо согласие, отказ от права или изменение любого условия или положения Соглашения или Облигаций, кроме случаев, когда такое встречное предоставление предлагается или уплачивается всем держателям Облигаций, которые предоставляют свое согласие, отказ от прав или соглашаются на внесение изменений в сроки, указанные в документах об урегулировании позиции сторон в связи с получением такого согласия, отказа от прав или такого изменения.

Случаи неисполнения обязательств

Каждый из нижеперечисленных случаев представляет собой Случай неисполнения обязательств:

- (1) неуплата процентов по какой-либо Облигации в срок, если такая неуплата остается в силе в течение 30 дней;
- (2) неуплата основной суммы задолженности или премии, при наличии таковой, по какой-либо Облигации в срок Установленную дату погашения, при факультативном погашении, при обязательном погашении или на ином основании;
- (3) несоблюдение Эмитентом или Гарантом его соответствующих обязательств, описанных под заголовками «Некоторые односторонние обязательства—Слияние и объединение» или «Некоторые односторонние обязательства—Замена»;
- (4) несоблюдение Эмитентом или Гарантом в течение 30 дней после направления уведомления, как это предусмотрено ниже, любого из его соответствующих обязательств, предусмотренных односторонним обязательством, описанным выше под заголовком «Смена контроля», или односторонним обязательством, описанным выше под заголовком «Некоторые односторонние обязательства» (в каждом таком случае за исключением невыполнения обязательства по приобретению Облигаций, что будет представлять собой Случай неисполнения обязательств согласно подпункту (2) выше, и за исключением неисполнения положений, приведенных под заголовками «Некоторые односторонние обязательства—Слияние и объединение» или «Некоторые односторонние обязательства—Замена», что подпадает под действие подпункта (3));
- (5) несоблюдение Эмитентом или Гарантом в течение 60 дней после направления уведомления, как это предусмотрено ниже, любых их иных обязательств, предусмотренных в Соглашении (за исключением тех, которые подпадают под действие подпунктов (1), (2), (3) и (4) выше);
- (6) неисполнение обязательств по любому ипотечному залогу, облигационному соглашению или документу, по которому может предоставляться или которым может обеспечиваться или подтверждаться какая-либо Задолженность Холдинговой компании или любой из Ограниченных дочерних компаний (или оплата которой гарантирована Холдинговой компанией или любой из Ограниченных дочерних компаний), независимо от того, существует ли такая Задолженность или гарантия в настоящее время или создана после даты Соглашения, если такое неисполнение обязательств:
 - (a) вызвано неуплатой основной суммы задолженности или премии по такой Задолженности до истечения льготного периода, предусмотренного по такой Задолженности («неисполнение платежного обязательства»); или
 - (b) приводит к требованию досрочного погашения такой Задолженности («положение о досрочном исполнении обязательств»);

и в каждом случае основная сумма любой такой Задолженности вместе с основной суммой любой иной такой Задолженности, по которой было неисполнение платежных обязательств или требование досрочного погашения, составляет 10 млн. долларов США или более;

- (7) определенные случаи банкротства, несостоятельности или реорганизации Эмитента, какого-либо Гаранта или какой-либо Существенной дочерней компании или группы Ограниченных дочерних компаний, которые, рассматриваемые совместно (согласно последней проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний), представляют собой Существенную дочернюю компанию («положения о банкротстве»);
- (8) какое-либо решение или постановление суда об уплате денежных средств на сумму свыше 10 млн. долларов США принято в отношении Эмитента, какого-либо Гаранта или какой-либо

Существенной дочерней компании или группы Ограниченных дочерних компаний, которые, рассматриваемые совместно (согласно последней проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний), представляют собой Существенную дочернюю компанию остается в силе в течение 60 последовательных дней после его принятия и не аннулируется, в его отношении не заявлен отказ от прав, и его исполнение не приостанавливается («положение о неисполнении неблагоприятного решения суда»);

- (9) какая-либо Гарантия по облигациям утрачивает юридическую силу (за исключением случаев, предусмотренных в Соглашении) или объявляется недействительной в рамках судебного разбирательства, или какой-либо гарант отказывается от своих обязательств по Соглашению или его Гарантии по облигациям или отрицает такие обязательства; или
- (10) обеспечительный интерес по Документам обеспечения в какой-либо момент времени утратил юридическую силу по какой-либо причине, за исключением выполнения в полном объеме всех обязательств по Соглашению или прекращения в соответствии с Соглашением и Документами обеспечения какого-либо обеспечительного интереса, созданного на их основании, объявляется недействительным или не подлежащим принудительному исполнению, или Эмитент или какой-либо Гарант докажут в рамках разбирательства в каком-либо суде компетентной юрисдикции, что любой подобный обеспечительный интерес является недействительным или не подлежащим принудительному исполнению («положение об утрате обеспечения»).

Однако неисполнение обязательств, наступившее в рамках подпунктов (4) и (5) данного пункта, не представляет собой Случая неисполнения обязательств до тех пор, пока Доверительный управляющий или держатели 25% основной суммы долга по непогашенным Облигациям не уведомят в письменной форме Холдинговую компанию и, в случае, когда уведомление исходит от держателей, Доверительного управляющего о таком неисполнении обязательств, при условии, что после получения такого уведомления Холдинговая компания не исправит такое неисполнение обязательств в сроки, указанные в подпунктах (4) и (5) данного пункта.

Если наступает и остается в силе Случай неисполнения обязательств (за исключением любого Случая неисполнения обязательств, описанного в подпункте (7) выше), Доверительный управляющий посредством уведомления Холдинговой компании или держатели не менее чем 25% от совокупной основной суммы находящихся в обращении Облигаций посредством уведомления Холдинговой компании и Доверительного управляющего могут, а Доверительный управляющий в случае запроса от таких держателей обязан объявить причитающимися к немедленной выплате основную сумму, премию, при ее наличии, а также начисленные и невыплаченные проценты по всем Облигациям. При наступлении и продолжении действия Случая неисполнения обязательств, описанного в подпункте (7) выше, основная сумма, премия (при ее наличии) и начисленные и невыплаченные проценты, при их наличии, по всем Облигациям причитаются к незамедлительной оплате без какого-либо объявления или иного действия со стороны Доверительного управляющего или каких-либо держателей. Держатели большей части основной суммы по находящимся в обращении Облигациям могут отказаться от требований в связи со всеми ранее допущенными случаями неисполнения обязательств (кроме как в связи с неуплатой основной суммы долга, премии или процентов, если имеются) и аннулировать любое такое требование досрочной оплаты по Облигациям и его последствия, если (1) аннулирование не противоречит какому-либо постановлению или решению суда компетентной юрисдикции на основании Юридического заключения, врученного Холдинговой компанией Доверительному управляющему, (2) все существующие Случаи неисполнения обязательств, за исключением неуплаты основной суммы, премии (при ее наличии) и процентов по Облигациям, которые причитаются к оплате исключительно в результате такого объявления о досрочном погашении, были устранены или в их отношении был заявлен отказ от прав, и (3) Холдинговая компания выплатила Доверительному управляющему его разумное вознаграждение и возместила Доверительному управляющему его расходы, выплаты и авансовые платежи.

В учетом положений Соглашения, касающихся обязанностей Доверительного управляющего, в случае если возникнет и будет продолжать действовать какой-либо Случай неисполнения обязательств, Доверительный управляющий не будет обязан осуществлять какие-либо из своих прав или полномочий по Соглашению по требованию или указанию со стороны каких-либо держателей, если такие держатели не предоставят Доверительному управляющему приемлемые для него (по его собственному усмотрению) гарантии возмещения убытков или обеспечение на случай возникновения каких-либо убытков, обязательств или расходов. Кроме как для целей реализации своего права на получение выплат основной суммы, премий, если таковые имеются, или процентов при наступлении срока выплаты, никакой держатель не имеет права на реализацию каких-либо средств юридической защиты прав в отношении Соглашения или Облигаций, если:

- (1) такой держатель заранее не направил Доверительному управляющему уведомление о том, что Случай неисполнения обязательств продолжает действовать;
- (2) держатели по меньшей мере 25% основной суммы долга по непогашенным Облигациям не потребовали у Доверительного управляющего реализовать такое средство юридической защиты прав;
- (3) такие держатели не предоставили Доверительному управляющему приемлемое для него (по его собственному усмотрению.) обеспечение или гарантию возмещения на случай возникновения каких-либо убытков, обязательств или расходов;
- (4) Доверительный управляющий удовлетворил такое требование в течение 60 дней после получения соответствующего требования и предложения обеспечения и гарантии возмещения убытков; и
- (5) держатели большей части основной суммы долга по непогашенным Облигациям отказались от требований в связи с таким Случаем неисполнения обязательств или иным образом дали Доверительному управляющему указание, которое, по мнению Доверительного управляющего, не соответствует такому требованию, в течение такого 60-дневного периода.

С учетом некоторых ограничений, держатели большей части основной суммы долга по непогашенным Облигациям имеют право указать время, способ и место проведения каких-либо судебных разбирательств в отношении каких-либо средств юридической защиты прав, имеющихся в распоряжении Доверительного управляющего, или осуществления вверенного права или полномочия, возложенного на Доверительного собственника. По условиям Соглашения, в случае возникновения и продолжения действия какого-либо Случая неисполнения обязательств, Доверительный управляющий будет обязан при осуществлении своих полномочий действовать с такой степенью осторожности, которая свойственна любому благоразумному человеку при ведении своих собственных дел. Доверительный управляющий, однако, имеет право отказаться следовать какому-либо указанию, которое противоречит закону или Соглашению или которое, по определению Доверительного управляющего, при отсутствии к тому повода ущемляет права какого-либо другого держателя или которое налагает личное обязательство на Доверительного управляющего. Прежде чем выполнить какое-либо действие в рамках Соглашения, Доверительный управляющий будет вправе получить приемлемое для него (по его собственному усмотрению) возмещение всех убытков и расходов, возникших в случае осуществления или неосуществления этого действия.

Доверительный управляющий может воздержаться от направления уведомления, если комитет его должностных лиц траста добросовестно примет решение о том, что неотправка уведомления отвечает интересам держателей. Кроме того, Холдинговая компания обязана предоставлять Доверительному управляющему в течение 120 дней после окончания каждого финансового года сертификат, в котором указывается, известно ли лицам, подписавшим такой сертификат, о каком-либо Неисполнении обязательств, которое имело место в предыдущем году. Холдинговая компания также обязана предоставлять Доверительному управляющему письменное уведомление о любых событиях, которые могут представлять собой определенные Неисполнения обязательств, а также об их статусе и о том, какие действия проводит или предлагает провести Холдинговая компания в их отношении, в течение 30 дней после его наступления любого соответствующего события.

Изменения и отказы от прав

Изменения и дополнения в Соглашение, Облигации, Гарантии по облигациям, Документы обеспечения и любое Соглашение между кредиторами могут вноситься с согласия держателей большей части основной суммы долга по непогашенным Облигациям (включая, без ограничения, согласия, полученные в связи с покупкой, предложением о приобретении или предложением об обмене Облигаций), и, с учетом определенных ограничений, с согласия держателей большей части основной суммы долга по непогашенным Облигациям может быть заявлен отказ от требований в связи с любым прошлым или существующим неисполнением обязательств или отказ от требования о соблюдении каких-либо положений (включая, без ограничения, согласия, полученные в связи с покупкой, предложением о приобретении или предложением об обмене Облигаций). Однако без согласия держателей, владеющих по меньшей мере 90% основной суммы долга по Облигациям (включая без ограничения, согласия, полученные в связи с покупкой, предложением о приобретении или предложением об обмене Облигаций), не могут вноситься никакие изменения, которые предусматривают:

- (1) уменьшение основной суммы долга по Облигациям, держатели которых должны выразить свое согласие с изменением, дополнением или отказом от прав;

- (2) уменьшение установленной процентной ставки по какой-либо Облигации или увеличение установленного срока для уплаты процентов по какой-либо Облигации;
- (3) уменьшение основной суммы долга по какой-либо Облигации или перенос Установленной даты погашения какой-либо Облигации на более позднюю дату;
- (4) уменьшение премии, подлежащей уплате при погашении какой-либо Облигации, в соответствии с положениями, приведенными под заголовком «Факультативное погашение», или изменение срок, по истечении которого Облигация может быть погашена в соответствии с положениями, приведенными под заголовком «Факультативное погашение»;
- (5) что какая-либо Облигация подлежит уплате в иной валюте, нежели в той, которая указана в такой Облигации;
- (6) ущемление права какого-либо держателя на получение оплаты основной суммы долга, премии (если таковая имеется) и процентов по Облигациям, принадлежащим такому держателю, в установленные даты соответствующих выплат или после такой даты или на предъявление иска с целью взыскания какого-либо платежа по Облигации такого держателя или платежа, имеющего к ней отношение;
- (7) какие-либо изменения в положения о внесении изменений или положения об отказе от прав, что в каждом случае требует согласия держателей, владеющих по крайней мере 90% основной суммы долга по Облигациям;
- (8) отмену каких-либо Гарантий по облигациям (кроме как в соответствии с условиями Соглашения);
- (9) отмену какого-либо Обременения или Обеспечения, кроме как в соответствии с условиями Соглашения;
- (10) внесение каких-либо изменений в положения Соглашения, описанные под заголовком «Дополнительные суммы», если такие изменения окажут неблагоприятное воздействие на права какого-либо держателя Облигаций, или внесение каких-либо изменений в условия Облигаций или Соглашения таким образом, что это приведет к утере освобождения от каких-либо Налогов, указанных в Облигациях или Соглашении; или
- (11) внесение каких-либо изменений или корректировок в очередность удовлетворения требования по Облигациям, если это окажет неблагоприятное воздействие на держателей (кроме как на основании одностороннего обязательства, описанного под заголовком «Некоторые односторонние обязательства - Соглашения в отношении совместных прав на обеспечение»).

Невзирая на вышесказанное, Эмитент, Гаранты, Агент по обеспечению и Доверительный управляющий вправе без согласия кого-либо из держателей вносить изменения в Соглашение, Облигации, Гарантии по облигациям, Документы обеспечения и любое Соглашение между кредиторами:

- (1) для устранения какой-либо двусмысленности, упущения, недочета, ошибки или несоответствия;
- (2) для обеспечения принятия правопреемником обязательств Холдинговой компании, Эмитента или какого-либо Гаранта-дочерней компании согласно какому-либо Документу обеспечения;
- (3) для добавления Гарантий в отношении Облигаций, включая Гарантии дочерней компании, или для освобождения Гаранта-дочерней компании от его Гарантии дочерней компании и прекращения такой Гарантии дочерней компании; при условии, что освобождение и прекращение не нарушает условий Соглашения;
- (4) для предоставления дополнительного обеспечения по Облигациям и Гарантиям по облигациям;
- (5) для дополнения обязательств Холдинговой компании или Гаранта-дочерней компании к выгоде держателей или для отказа от какого-либо права или полномочия, предоставленного Холдинговой компании или Гаранту-дочерней компании;
- (6) для внесения какого-либо изменения, которое не оказывает неблагоприятного влияния на права какого-либо держателя;

- (7) для выполнения любого иного требования Комиссии по ценным бумагам в отношении категоризации Соглашения по Закону о трастовых облигационных соглашениях; или
- (8) для обеспечения преемственности в пользу правопреемника Доверительного управляющего или правопреемника Агента по обеспечению;
- (9) для подтверждения соответствия текста Соглашения или Облигаций какому-либо положению настоящего описания облигаций;
- (10) для прекращения обременения Обеспечения согласно условиям Соглашения и Документов обеспечения или для прекращения какой-либо Гарантии по облигациям согласно условиям Соглашения;
- (11) для обеспечения выпуска Дополнительных облигаций согласно условиям Соглашения.
- (12) для добавления сторон в какое-либо Соглашение между кредиторами или в какой-либо Документ обеспечения в объеме, допустимом согласно условиям Соглашения; или
- (13) в случае Документа обеспечения или какого-либо Соглашения между кредиторами, для получения Задолженности или для предоставления Обременения в пользу какого-либо лица, в каждом случае с приоритетом и очередностью, допустимыми согласно другим положениям Соглашения; *при условии, что* несение такой Задолженности и наличие такого Обременения допускаются согласно другим положениям Соглашения.

По Соглашению для утверждения конкретной формы какого-либо предлагаемого изменения согласия держателей не требуется. Достаточно, если таким согласием утверждается содержание предлагаемого изменения. Согласие какого-либо держателя Облигаций на какое-либо изменение или отказ от прав в рамках Соглашения, данное в связи с предложением о приобретении Облигаций такого держателя, не будет признано недействительным по причине направления такого предложения. После того, как изменение по Соглашению вступает в силу, Холдинговая компания обязана почтой выслать держателям уведомление, в котором содержится краткое описание такого изменения. Однако, если такое уведомление будет доставлено не всем держателям или если в нем содержится какой-либо недостаток, это не повлияет и не будет ущемлять или затрагивать действительности такого изменения.

Прекращение обязательств

Холдинговая компания и Эмитент в любое время могут прекратить действие всех своих соответствующих обязательств по Облигациям, Соглашению и Гарантиям по облигациям, предоставленным Холдинговой компанией («прекращения согласно требованиям законодательства»), кроме некоторых обязательств, включая те, которые имеют отношение к ликвидационному трасту и обязательствам по регистрации передачи или обмена Облигаций, замене испорченных, уничтоженных, утерянных или украденных Облигаций и обеспечению наличия регистратора и платежного агента в отношении Облигаций. В случае если Холдинговая компания и Эмитент осуществят принадлежащее им право прекращения согласно требованиям законодательства, то действующие на тот момент Гарантии по облигациям, предоставленные Гарантами-дочерними компаниями, прекратят свое действие и все Обеспечение (кроме соответствующих активов ликвидационного траста) будет отменено.

Холдинговая компания и Эмитент в любое время могут прекратить действие всех своих соответствующих обязательств, описанных под заголовком «Смена контроля», и односторонних обязательств, описанных под заголовком «Некоторые односторонние обязательства» (кроме подпунктов (1), (2), (4) и (5) первого пункта и подпунктов (1), (2) и (3) шестого пункта под заголовком «Некоторые односторонние обязательства – Слияние и объединение» и положений, приведенных под заголовком «Замена»), в контексте положений о перекрёстном неисполнении обязательств при неисполнении платежных обязательств, положений о предъявлении требований о досрочном исполнении обязательств при предъявлении аналогичных требований по иным договорам, положений о банкротстве в отношении Существенных дочерних компаний (кроме Гарантов), положения о неисполнении обязательств по решению суда и ограничений, содержащихся в подпункте (3) первого пункта под заголовком «Некоторые односторонние обязательства – Слияние и объединение» выше, а также Холдинговая компания и Гаранты могут прекратить действие обязательств таких Гарантов по предоставлению Гарантий по облигациям, которые в этом случае автоматически прекращаются («прекращение обязательств»).

Холдинговая компания и Эмитент могут осуществить принадлежащее им право прекращения согласно требованиям законодательства, невзирая на то, что Холдинговая компания до этого могла осуществить принадлежащее ей право прекращения обязательств. Если Холдинговая компания и Эмитент осуществляют принадлежащее им право прекращения согласно требованиям законодательства, требование о досрочной уплате сумм по Облигациям не может быть предъявлено на том основании, что произошел какой-либо Случай неисполнения обязательств, указанный в подпункте (4), (5), (6), (7) (только в отношении Существенных дочерних компаний, кроме Гарантов), (8), (9) или (10) под заголовком «Случаи неисполнения обязательств» выше, или на том основании, что Холдинговая компания не выполнила требования подпункта (3) первого пункта под заголовком «Некоторые односторонние обязательства – Слияние и объединение» выше.

Для осуществления любого их прав прекращения обязательств, Холдинговая компания, помимо всего прочего, должна в безотзывном порядке внести вклад в траст («ликвидационный траст»), находящийся под управлением Доверительного управляющего, денежные средства или Обязательства Правительства США (или комбинацию указанных средств платежа) для погашения основной суммы долга, премии, если имеется, и процентов по Облигациям до момента их погашения или наступления срока выплаты по ним, в зависимости от обстоятельств, и должна соблюдать некоторые другие условия, включая предоставление Доверительному управляющему Юридического заключения (с учетом стандартных исключений и оговорок), подтверждающего, что держатели Облигаций не будут считаться получившими доход, прибыль или убыток для целей начисления и уплаты федерального налога на прибыль в Соединенных Штатах Америки, в результате внесения такого вклада и прекращения обязательств и будут обязаны уплачивать федеральный налог на прибыль в Соединенных Штатах Америки в тех же суммах, таким же образом и в такое же время, как это происходило бы, если бы такой вклад не был внесен, а такое прекращение обязательств не имело бы места. Исключительно в случае прекращения согласно требованиям законодательства, такое Юридическое заключение должно быть основано на правилах Налогового управления Соединенных Штатов Америки или ином изменении действующего законодательства по федеральному налогу на прибыль.

Выполнение и аннулирование обязательств

Соглашения будет считаться выполненным и прекращенным и утратит дальнейшую силу в отношении всех выпущенных по нему Облигаций, когда:

- (1) все Облигации, подлинность которых была удостоверена (кроме утерянных, украденных или уничтоженных Облигаций, которые были заменены или оплачены, и Облигаций, для погашения которых денежные средства были заранее размещены в трасте или были выделены и находились в доверительном управлении у Холдинговой компании и впоследствии либо выплачены Холдинговой компанией, или выведены из такого траста), были доставлены Доверительному управляющему для аннулирования, или
- (2) по всем Облигации, которые не были доставлены Доверительному управляющему для аннулирования, срок погашения наступил или должен наступить в течение одного года по причине выпуска уведомления о погашении или по иной причине, и Холдинговая компания или какой-либо Гарант-дочерняя компания в безотзывном порядке внесли или обеспечили внесение денежных средств в долларах США, Обязательств Правительства США или сочетания указанных средств платежа в качестве трастовых средств в доверительном управлении у Доверительного управляющего исключительно на эти цели, на такую сумму, которая будет достаточной, без учета какого-либо реинвестирования процентного дохода, для погашения и выплаты всей задолженности по соответствующим Облигациям, которые не были доставлены Доверительному управляющему для аннулирования, в размере, равном основной сумме долга и процентам, начисленным к соответствующей установленной дате погашения или дате выкупа, и при условии удовлетворения, в каждом случае, некоторых иных требований, изложенных в Соглашении.

Отсутствие личной ответственности у директоров, должностных лиц, работников и акционеров

Члены Совета директоров Холдинговой компании, должностные лица, работники, директора, учредители, акционеры, члены, партнеры и доверительные управляющие Генерального партнера, Холдинговой компании, Эмитента или любого Гаранта-дочерней компании, как таковые, не несут никакой ответственности по любым обязательствам Холдинговой компании, Эмитента или любого Гаранта-дочерней компании по Облигациям, Соглашению или Гарантиям по облигациям или по какому-либо требованию, основанному на таких обязательствах, предъявленных в отношении таких обязательств или по причине таких обязательств или создания таких обязательств. Принимая Облигацию, каждый держатель отказывается от любых требований к таким вышеуказанным лицам и освобождает таких лиц от любой такой

ответственности. Вышеуказанный отказ от требований и освобождение от ответственности представляют собой часть встречного предоставления в обмен на выпуск Облигаций. Вышеуказанный отказ от требований и освобождение от ответственности не могут быть использованы и не приводят к отмене обязательств по федеральному законодательству США и иному применимому законодательству о ценных бумагах.

Пресекательный срок

Срок исковой давности по требованиям к Эмитенту или любому Гаранту об уплате основной суммы долга или Дополнительных сумм (если имеются) по Облигациям будет составлять десять лет после установленной даты уплаты соответствующей суммы. Срок исковой давности по требованиям к Эмитенту или любому Гаранту об уплате процентов по Облигациям будет составлять пять лет после установленной даты уплаты соответствующих процентов.

Положения относительно доверительного управляющего и агента по обеспечению

Citibank N.A. был назначен в качестве Доверительного управляющего по Соглашению, а также был назначен Холдинговой компанией в качестве регистратора и платежного агента по Облигациям. Доверительному управляющему будет разрешено заключить иные сделки. Однако, в случае возникновения у него конфликта интересов, он обязан устранить такой конфликт интересов в течение 90 дней или сложить с себя полномочия Доверительного управляющего. Компания Capita Trust Company Limited была назначена в качестве Агента по обеспечению по Соглашению.

Уведомления

В отношении Облигаций, представленных глобальными Облигациями, владение которыми осуществляется от имени DTC, Euroclear или Clearstream, уведомления могут направлять посредством передачи соответствующих уведомлений в адрес DTC, Euroclear или Clearstream для их последующего сообщения владельцам счетов, уполномоченным на получение соответствующих уведомлений.

До тех пор пока какие-либо Облигации будут включены в Официальный котировальный список Люксембургской фондовой биржи и допущены к торгам на площадке Euro MTF и это будет требоваться правилами Люксембургской фондовой биржи, любое такое уведомление держателям соответствующих Облигаций также должно быть опубликовано в газете, имеющей массовый тираж в Люксембурге (которой, как ожидается, будет газета «*Luxemburger Wort*»), или, если это разрешено такими правилами и в том порядке, в котором это разрешено такими правилами, должно быть размещено на официальном веб-сайте Люксембургской фондовой биржи, и, в связи с любым погашением, Эмитент будет сообщать Люксембургской фондовой биржи о любом изменении основной суммы долга по Облигациям, которые остаются непогашенными.

Применимое право

Соглашением предусмотрено, что оно и Облигации будут регулироваться и толковаться в соответствии с правом штата Нью-Йорк. Любое Соглашение между кредиторами будет толковаться в соответствии с правом штата Нью-Йорк или правом Англии. Документы обеспечения регулируется правом Голландии и Англии, в зависимости от обстоятельств. Договор займа вырученных средств регулируется правом Англии.

Арбитраж

В отношении Гарантий по облигации, предоставленных Zhaikmunai LLP и ТОО «Конденсат-Холдинг», каждым в отдельности (каждое в отдельности - «**Казахстанский Гарант**», а совместно - «**Казахстанские Гаранты**»), каждый такой Казахстанский Гарант и Доверительный управляющий в безотзывном порядке соглашаются с тем, что любой спор, возникающий по предоставленной таким Казахстанским гарантом Гарантии по облигациям или в связи с ней («**Спор**»), может быть урегулирован:

- (а) с учетом права Доверительного управляющего инициировать разбирательства в суде, как указано в Соглашении, в рамках арбитражного разбирательства, проводимого в г. Лондон (Англия), на английском языке, арбитражной коллегией, состоящей из трех арбитров, в соответствии с регламентом Лондонского международного арбитражного суда («ЛМАС») («Регламент ЛМАС»), кроме Статьи 6 такого Регламента ЛМАС, которая не применяется, за исключением того, что указанные три арбитра назначаются следующим образом:

- (i) каждая сторона назначает одного арбитра, а в том случае если одна из сторон не назначит арбитра в срок 30 дней с момента получения извещения от другой стороны о назначении арбитра такой другой стороной, такой арбитр назначается ЛМАС;
 - (ii) третий арбитр, исполняющий обязанности председателя арбитражного суда, назначается совместно двумя арбитрами, назначенными сторонами. Если такой арбитр не будет назначен в течение 30 дней с момента назначения второго из двух арбитров, назначаемых сторонами, такой третий арбитр будет назначен ЛМАС; и
 - (iii) каждый арбитр должен быть и оставаться независимым и беспристрастным в отношении каждой из сторон; или
- (b) в любое время до назначения Доверительным управляющим арбитра для разрешения какого-либо Спора или Споров в соответствии с условиями Соглашения, Доверительный управляющий вправе, исключительно по своему усмотрению, решить, письменно известив об этом все остальные стороны такого(-их) Спора(-ов), что такой(-ие) Спор(-ы), вместо этого, будут рассматриваться в каком-либо суде штата или Федеральном суде округа Манхэттен в г. Нью-Йорке штата Нью-Йорк, как указано в Соглашении. После принятия любого такого решения Доверительным управляющим никакой арбитражный суд не имеет юрисдикции в отношении такого(-их) Спора(-ов).

Любая Гарантия по облигациям, предоставленная любым Гарантом, который учрежден в соответствии с законодательством Республики Казахстан и который приобретает статус Гаранта после даты заключения Соглашения, также будет включать положение об арбитраже, которое по существу будет аналогично описанному выше.

Некоторые определения

«Приобретенная задолженность» означает Задолженность любого Лица, существующую на тот момент, когда такое Лицо становится Гарантом или участвует в слиянии или консолидации с Эмитентом или любым Гарантом, или принимаемую в связи с приобретением активов у любого такого Лица, вне зависимости от того, была ли такая Задолженность Принята в связи с тем, что такое Лицо становится Ограниченной дочерней компанией, или в связи с таким приобретением либо ввиду того, что такое Лицо может стать Ограниченной дочерней компанией или что будет осуществлено такое приобретение (в зависимости от обстоятельств).

Приобретенная задолженность будет считаться Принятой в дату, в которую приобретенной Лицо становится Гарантом (или осуществляет слияние или консолидацию с Эмитентом или Гарантом, в зависимости от обстоятельств), или в дату осуществления соответствующего приобретения активов у какого-либо Лица.

«Дополнительные активы» означает:

- 1.1.1 любое имущество или активы, которые должны быть использованы Холдинговой компанией или любой Ограниченной дочерней компанией в Нефтегазовом бизнесе;
- 1.1.2 капитальные расходы, понесенные Холдинговой компанией или любой Ограниченной дочерней компанией в Нефтегазовом бизнесе;
- 1.1.3 Акционерный капитал любого Лица, которое становится Ограниченной дочерней компанией в результате приобретения такого Акционерного капитала Холдинговой компанией или какой-либо Ограниченной дочерней компанией; или
- 1.1.4 Акционерный капитал, представляющий миноритарную долю в капитале любого Лица, которое на тот момент времени является Ограниченной дочерней компанией;

при условии, однако, что, в случае подпунктов (3) и (4), такая Ограниченная дочерняя компания преимущественно участвует в Нефтегазовом бизнесе.

«Аффилированное лицо» любого указанного Лица означает любое другое Лицо, прямо или косвенно контролирующее такое указанное Лицо, контролируемое таким Указанным лицом или находящееся под прямым или косвенным общим контролем с таким указанным Лицом. Для целей настоящего определения термин «контроль», при его использовании в отношении какого-либо Лица, означает право определять порядок руководства и деятельности такого Лица, прямо или косвенно, будь то в силу владения

голосующими ценными бумагами, на основании договора или на ином основании, а термины «контролирующий» и «контролируемый» имеют соответствующие значения. «Аффилированное лицо» также означает любого бенефициарного собственника Акционерного капитала, представляющего 10% или более от общего числа прав голоса, предоставляемых Голосующим капиталом (на полностью «разводненной» основе) Холдинговой компании, или 10% или более прав или варрантов на покупку такого Акционерного капитала (вне зависимости от того, могут ли такие права или варранты на покупку быть осуществлены в настоящее время).

«Отчуждение активов» означает любую прямую или косвенную продажу, аренду (кроме любой краткосрочной (операционной) аренды, заключенной в рамках обычного осуществления Нефтегазового бизнеса), передачу, выпуск или иное отчуждение (или серию связанных сделок по продаже, аренде, передаче, выпуску или отчуждению, которые составляют часть единого плана) (А) акций в составе Акционерного капитала любой Ограниченной дочерней компании (кроме Привилегированного капитала Ограниченных дочерних компаний, выпущенного в соответствии с односторонним обязательством, описанным под заголовком «Некоторые односторонние обязательства—Ограничения в отношении Задолженности», а также специальных акций директоров или акций, которые в силу требования применимого права должны принадлежать какому-либо Лицу, помимо Холдинговой компании или какой-либо Ограниченной дочерней компании), (В) всех или практически всех активов любого подразделения или сферы бизнеса Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании или (С) любых иных активов Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании за рамками осуществления обычной хозяйственной деятельности Холдинговой компании или такой Ограниченной дочерней компании (каждый такой случай для целей настоящего определения – «отчуждение»), в каждом таком случае со стороны Холдинговой компании или любой его Ограниченной дочерней компании, включая любое отчуждение посредством осуществления слияния, консолидации или подобной сделки.

Несмотря на вышесказанное, следующие случаи не считаются Отчуждением активов:

- (1) любое отчуждение со стороны Ограниченной дочерней компанией в пользу Холдинговой компании или со стороны Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании в пользу любого Гаранта или Эмитента;
- (2) продажу денежных средств и Денежных эквивалентов;
- (3) любое отчуждение Углеводородов или запасов полезных ископаемых в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности;
- (4) любое отчуждение поврежденного, непригодного для использования, устаревшего или изношенного оборудования или оборудования, которое более не является необходимым для надлежащего ведения хозяйственной деятельности Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний, которое отчуждается в каждом таком случае в рамках осуществления обычной хозяйственной деятельности (включая оставление или иное отчуждение имущества, сохранять которое, по обоснованному мнению Холдинговой компании, более не представляется экономически целесообразным или которое, по обоснованному мнению Холдинговой компании, более не является полезным при осуществлении хозяйственной деятельности Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний, рассматриваемых в целом);
- (5) сделки в соответствии с односторонним обязательством, описанным под заголовком «Некоторые односторонние обязательства—Слияние и объединение»;
- (6) любой выпуск, продажа, аренда, уступка, передача или иное отчуждение Акционерного капитала со стороны любой Ограниченной дочерней компании в пользу Холдинговой компании, любого Гаранта или Эмитента;
- (7) осуществление любого Запрещенного платежа (или любое отчуждение, которое представляло бы собой Запрещенный платеж, если бы не исключения, предусмотренные в отношении определения «Запрещенный платеж»), разрешенного в соответствии с односторонним обязательством, описанным под заголовком «Некоторые односторонние обязательства—Ограничения в отношении Запрещенных платежей», или любой Разрешенной инвестиции;
- (8) любой Обмен активами;
- (9) любое разовое отчуждение или серию сделок по отчуждению активов, Справедливая рыночная

стоимость которых составляет менее 2 миллионов долларов США;

- (10) Обременения, разрешенные в соответствии с Соглашением (но не продажа или иное отчуждение имущества, являющегося предметом такого Обременения);
- (11) отчуждение дебиторской задолженности в связи с достижением мирового соглашения, урегулированием или взысканием такой дебиторской задолженности в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности или в рамках процедуры банкротства или подобных процедур, исключая соглашения о факторинге или подобное соглашения;
- (12) передачи по лицензии или сублицензии интеллектуальной собственности (включая, помимо прочего, передачу по лицензии данных сейсморазведки) или иных общих нематериальных активов в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности, которые не влияют существенным образом на деятельность Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний;
- (13) обращение взыскания на активы;
- (14) отмена или отказ от договорных прав, прав по договорам аренды в нефтегазовой сфере или урегулирование требований, освобождение от ответственности или отказ от прав в рамках договорных требований, требований из внедоговорного причинения вреда или иных требований любого рода;
- (15) продажа или передача (вне зависимости от того, осуществляются ли они в ходе обычной хозяйственной деятельности) любых Нефтегазовых активов или прав на них, к которым не относятся никакие доказанные запасы на момент такой продажи или передачи; и
- (16) первичный выпуск Акционерного капитала любой Неограниченной дочерней компанией, при условии, что Холдинговая компания прямо или косвенно сохраняет за собой основную долю в Акционерном капитале (включая Голосующий капитал) такой Неограниченной дочерней компании после осуществления такого выпуска.

«Обмен активами» означает любую осуществляемую в целом одновременно (и в любом случае происходящую в течение 90 дней) покупку и продажу или обмен любых Нефтегазовых активов, составляющих их активов или прав на них между Холдинговой компанией или любой ее Ограниченной дочерней компанией и другим Лицом, при условии, что любые полученные денежные средства должны быть использованы в соответствии с односторонним обязательством, описанным под заголовком «Некоторые односторонние обязательства—Ограничения в отношении продажи активов и акций Дочерних компаний», как если бы такой Обмен активами являлся Отчуждением активов.

«Относимый долг» означает, в отношении любой Сделки продажи с обратной арендой, на момент определения, действительную стоимость (дисконтированную по процентной ставке, подразумеваемой при определении такой аренды в соответствии с ОПБУ) совокупных обязательств арендатора по уплате арендных платежей в течение оставшейся части срока аренды, включенной в такую Сделку продажи с обратной арендой (включая любой период, на который такая аренда была продлена), после вычетов из таких арендных платежей всех сумм, которые должны быть уплачены в связи с ремонтом, страхованием, уплатой налогов, начислений и подобных сборов, *при условии, однако*, что, если такая Сделка продажи с обратной арендой приводит к возникновению Обязательства по капитализированной аренде, то сумма Задолженности, представленная таким обязательством, будет определяться в соответствии с определением термина «Обязательство по капитализированной аренде».

«Средний срок действия» означает, на дату соответствующего определения, в отношении любой Задолженности или Привилегированного капитала, дробную долю, полученную путем деления (1) суммы произведения количества лет, прошедших с даты определения до дат каждой последующей запланированной уплаты основной суммы долга по такой Задолженности или погашения или подобного платежа в отношении такой Задолженности или Привилегированного капитала, и суммы такого платежа, на (2) сумму всех таких платежей.

«Совет директоров» означает:

- (1) в отношении любой корпорации, совет директоров (или аналогичный орган управления) такой корпорации или любой комитет совета директоров, должным образом уполномоченный выступать от имени такого совета директоров;

- (2) в отношении любого товарищества (партнерства), Совет директоров генерального партнера такого товарищества (партнерства);
- (3) в отношении любой компании (общества) с ограниченной ответственностью, управляющий член или члены (или аналогичный орган управления) или любой контролирующий комитет управляющих членов такого органа; и
- (4) в отношении любого иного Лица, совет или комитет такого Лица, осуществляющий подобные функции.

«Рабочий день» означает любой день, который не является субботой, воскресеньем или иным днем, в который коммерческие банковские учреждения в Нью-Йорке (Соединенные Штаты Америки), Лондоне (Соединенное королевство Великобритании и Северной Ирландии), Амстердаме (Нидерланды), Алматы (Казахстан) или Люксембурге, имеют право или обязаны в силу закона не работать.

«Акционерный капитал» любого Лица означает любые и все акции, паи, доли (включая доли в капитале ограниченного партнерства и доли участия), права на покупку, warrants, опционы, доли или иные эквиваленты участия или доли участия (вне зависимости от их наименования) в акционерном капитале такого Лица, включая любой Привилегированный капитал, но исключая любые долговые ценные бумаги, конвертируемые в такие доли в акционерном капитале.

«Обязательства по капитализированной аренде» означает любое обязательство, которое должно быть отнесено к категории и учтено в качестве капитализированной аренды для целей финансовой отчетности в соответствии с ОПБУ, а сумма Задолженности, представленная таким обязательством, будет являться капитализированной суммой такого обязательства на момент, когда должно быть определено такое обязательство в соответствии с ОПБУ, а его Установленной датой погашения будет являться дата последнего платежа аренды или любой иной суммы, подлежащей уплате по такой аренде, до первой даты, в которую такая аренда может быть прекращена без уплаты каких-либо штрафов. Обязательство по капитализированной аренде считается обеспеченным в силу Обременения, созданного в отношении имущества, которое является предметом такой аренды.

«Денежные эквиваленты» означает:

- (1) ценные бумаги, выпущенные или непосредственно гарантированные или застрахованные Правительством или любым ведомством или органом любого государства-члена Европейского союза, Швейцарии, Канады или Соединенных Штатов Америки (*при условии*, что такое государство-член Европейского союза, Швейцария, Канада или Соединенные Штаты Америки примут на себя полную имущественную ответственность по таким ценным бумагам), со сроком погашения не более одного года с даты приобретения;
- (2) ликвидные общие обязательства, выпущенные любым государством-членом Европейского союза, Швейцарией, Канадой или Соединенными Штатами Америки или любым административно-территориальным подразделением любого такого государства или любым его государственным органом, со сроком погашения не более одного года с даты их приобретения (*при условии*, что такое государство-член Европейского союза, Швейцария, Канада или Соединенные Штаты Америки примут на себя полную имущественную ответственность по таким обязательствам), и имеющие на момент такого приобретения кредитный рейтинг на уровне «А» (или эквивалентный рейтинг) или выше, присвоенный рейтинговым агентством S&P или Moody's;
- (3) депозитные сертификаты, срочные депозиты, евродолларовые срочные депозиты, банковские депозиты на одну ночь, депозиты на денежном рынке или банковские акцепты со сроком не более одного года с даты их приобретения, выпущенные любым коммерческим банком, рейтинг краткосрочных депозитов которого на момент их приобретения установлен на уровне не ниже «A2» или на эквивалентном уровне рейтинговым агентством S&P или на уровне «P-2» или на эквивалентном уровне рейтинговым агентством Moody's, при условии, что комбинированный и резервный капитал такого банка превышает 250 миллионов долларов США;
- (4) обязательства по выкупу со сроком погашения не более 30 дней в отношении базовых ценных бумаг видов, описанных в подпунктах (1), (2) и (3), заключенные с любым банком, соответствующим требованиям, указанным в подпункте (3) выше;
- (5) коммерческие бумаги, рейтинг которых на момент приобретения установлен на уровне не ниже «A-2»

или на эквивалентном уровне рейтинговым агентством S&P или на уровне «Р-2» или на эквивалентном уровне рейтинговым агентством Moody's или которые имеют эквивалентный рейтинг, присвоенным любым международно-признанным рейтинговым агентством, если оба вышеупомянутых рейтинговых агентства перестанут опубликовывать рейтинги инвестиций, в любом случае со сроком погашения не более одного года после даты их приобретения; и

- (6) доли в любой инвестиционной компании или инвестиционном фонде денежного рынка, которая(ый) инвестирует 95% или более своих активов в инструменты тех видов, которые описаны в подпунктах (1) - (5) выше, и/или в денежные средства.

«Смена контроля» означает:

- (1) Разрешенный держатель владеет на праве бенефициарной собственности (как определено в Правилах 13d-3 и 13d-5 по Закону о биржах), прямо или косвенно, в совокупности менее 25% Акционерного капитала Холдинговой компании или не имеет права или способности посредством осуществления право голоса, на основании договора или иным образом выдвигать для назначения большинство членов Совета директоров Холдинговой компании или не является единоличным членом любого генерального партнера Холдинговой компании;
- (2) любое «лицо» (в значении, в котором указанный термин используется в статьях 13(d) и 14(d) Закона о биржах), помимо Разрешенного держателя, является или становится бенефициарным собственником собственности (как определено в Правилах 13d-3 и 13d-5 по Закону о биржах, за исключением того, что для целей настоящего пункта (2) такое лицо считается владеющим «на праве бенефициарной собственности» всеми акциями, которые любое такое лицо имеет право приобрести, вне зависимости от того, может ли такое право быть осуществлено незамедлительно или только по прошествии определенного времени), прямо или косвенно, 50% или более от общего числа голосов, предоставляемых Голосующим капиталом Холдинговой компании;
- (3) члены Совета директоров Холдинговой компании, выдвинутые Разрешенным держателем для назначения, перестают представлять большинство членов такого Совета директоров;
- (4) принятие плана, касающегося ликвидации или роспуска Холдинговой компании; или
- (5) продажу, аренду или передачу (в рамках одной или серии взаимосвязанных сделок) всех или практически всех активов Холдинговой компании и ее Дочерних компаний, рассматриваемых в целом, в пользу какого-либо Лица, кроме любого Разрешенного держателя.

«Обеспечение» означает все обеспечение, описанное в качестве такового в Документах обеспечения или уступленное в качестве обеспечения в соответствии с Документами обеспечения.

«Соглашение о сырьевых товарах» означает, применительно к любому Лицу, любой форвардный контракт, договор товарного свопа, опционный договор на сырьевые товары или иной подобный договор или соглашение в отношении Углеводородов, используемых, добываемых, перерабатываемых или реализуемых таким Лицом, которые являются обычными в Нефтегазовом бизнесе и предназначены для защиты такого Лица от рисков, связанных с колебаниями цен на Углеводороды.

«Коэффициент консолидированного покрытия» означает, по состоянию на соответствующую дату определения, отношение (х) совокупной суммы Консолидированной EBITDAX за последние четыре финансовых квартала подряд, которые завершились до даты такого определения и в отношении которых имеется финансовая отчетность, к (у) Консолидированным расходам на выплату процентов за такие четыре последовательных финансовых квартала, *при условии, однако*, что:

- (1) если Холдинговая компания или любая Ограниченная дочерняя компания:
- (a) Приняла какую-либо Задолженность после начала такого периода, которая остается непогашенной на дату такого определения, или если сделка, послужившая основанием для возникновения необходимости рассчитать Коэффициент консолидированного покрытия, представляет собой Принятие Задолженности, то Консолидированная EBITDAX и Консолидированные расходы по выплате процентов за такой период будут рассчитываться после учета на номинальной основе (что добросовестно определяется Главным финансовым директором Холдинговой компании или ответственным должностным лицом Холдинговой компании по финансовому или бухгалтерскому учету) такой Задолженности и использования

средств такой Задолженности, как если бы такая Задолженность была Принята в первый день такого периода и такие средства были использованы в такую дату (за исключением того, что при осуществлении такого расчета сумма Задолженности по любому возобновляемому Кредиту, который является непогашенным на дату такого расчета, будет считаться равной (i) среднесуточному балансу такой Задолженности в течение таких четырех финансовых кварталов или в течение такого более короткого периода, когда такой кредит оставался непогашенным, или (ii) если такой возобновляемый Кредит возник после окончания таких четырех финансовых кварталов, то среднесуточному балансу такой Задолженности в течение периода времени с момента возникновения такого возобновляемого Кредита до даты такого расчета, в каждом таком случае *при условии*, что такой среднесуточный баланс должен учитывать любое погашение Задолженности по такому возобновляемому Кредиту, как предусмотрено подпунктом (b)); или

- (b) возвратила, выкупила, аннулировала, отменила или иным образом погасила какую-либо Задолженность с начала такого периода (в том числе за счет средств такой новой Задолженности), которая более не является непогашенной на такую дату определения или если сделка, послужившая основанием для возникновения необходимости рассчитать Коэффициент консолидированного покрытия, связана с погашением какой-либо Задолженности (в каждом таком случае кроме Задолженности, Принятой в соответствии с любым возобновляемым Кредитом, если только такая Задолженность не была на постоянной основе погашена, а связанные обязательства - прекращены), то Консолидированная EBITDAX и Консолидированные расходы по выплате процентов за такой период будут рассчитываться после учета на номинальной основе (что добросовестно определяется Главным финансовым директором Холдинговой компании или ответственным должностным лицом Холдинговой компании по финансовому или бухгалтерскому учету) такого погашения такой Задолженности, как если бы такое погашение произошло в первый день такого периода и как если бы Холдинговая компания или такая Ограниченная дочерняя компания не получили процентный доход, фактически полученный в течение такого периода в отношении денежных средств или Денежных эквивалентов, использованных для возврата, выкупа, аннулирования, отмены или иного погашения такой Задолженности;
- (2) если после начала такого периода Холдинговая компания или любая Ограниченная дочерняя компания осуществили какое-либо Отчуждение активов или если сделка, послужившая основанием для возникновения необходимости рассчитать Коэффициент консолидированного покрытия, представляет собой Отчуждение активов, то Консолидированная EBITDAX за такой период будет уменьшена на сумму, равную Консолидированной EBITDAX (если она представляет собой положительную величину), непосредственно относящейся к активам, которые являются предметом такого Отчуждения активов за такой период, или увеличивается на сумму, равную Консолидированной EBITDAX (если она представляет собой отрицательную величину), непосредственно относящейся к активам, которые являются предметом такого Отчуждения активов за такой период, а Консолидированные расходы на выплату процентов за такой период уменьшаются на сумму Консолидированных расходов на выплату процентов, непосредственно относящихся к любой Задолженности Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании, возвращенной, выкупленной, аннулированной или иным образом погашенной в отношении Холдинговой компании и ее остающихся Ограниченных дочерних компаний в связи с таим Отчуждением активов или за счет средств, полученных от такого Отчуждения активов, за такой период (или, в случае продажи Акционерного капитала какой-либо Ограниченной дочерней компании, на сумму Консолидированных расходов на выплату процентов, непосредственно относящихся к Задолженности такой Ограниченной дочерней компании, если Холдинговая компания и ее остающиеся Ограниченные дочерние компании более не будут иметь обязательств по такой Задолженности после такой продажи);
- (3) если после начала такого периода Холдинговая компания или любая Ограниченная дочерняя компания (в силу слияния или иным образом) осуществили какую-либо Инвестицию в любую Ограниченную дочернюю компанию (или какое-либо Лицо, которое становится Ограниченной дочерней компанией или осуществляет слияние с Холдинговой компанией или какой-либо Ограниченной дочерней компанией) или приобретение (или получит вклад) активов, включая любой приобретение или вклад активов, которые происходят в связи с любой сделкой, послужившей основанием для осуществления расчета по Соглашению, которая(-ое) представляет собой всю или практически всю компанию, подразделение, операционное подразделение, сегмент, бизнес, группу связанных активов или сферу бизнеса, то Консолидированная EBITDAX и Консолидированные расходы на выплату процентов за такой период будут рассчитываться после учета на номинальной основе (что добросовестно определяется Главным финансовым директором Холдинговой компании или ответственным должностным лицом Холдинговой компании по финансовому или бухгалтерскому

учету) такой Инвестиции, приобретения или вклада (включая Принятие любой Задолженности), как если бы такая Инвестиция, приобретение или вклад произошли в первый день такого периода; и

- (4) если после начала такого периода любое Лицо (которое впоследствии стало Ограниченной дочерней компанией или осуществило слияние с Холдинговой компанией или какой-либо Ограниченной дочерней компанией после начала такого периода) осуществило какое-либо Отчуждение активов, любую Инвестицию или приобретение активов, которые потребовали бы корректировки в соответствии с подпунктом (2) или (3) выше, если бы они были осуществлены Холдинговой компанией или какой-либо Ограниченной дочерней компанией в течение такого периода, то Консолидированная EBITDAX и Консолидированные расходы на выплату процентов за такой период будут рассчитываться после учета на номинальной основе (что добросовестно определяется Главным финансовым директором Холдинговой компании или ответственным должностным лицом Холдинговой компании по финансовому или бухгалтерскому учету) такого Отчуждения активов, Инвестиции или приобретения активов (включая Принятие любой Задолженности), как если бы такое Отчуждение активов, Инвестиция или приобретение активов произошли в первый день такого периода.

Если проценты по какой-либо Задолженности начисляются по плавающей процентной ставке и такая Задолженность учитывается на номинальной основе, то проценты по такой Задолженности рассчитываются, как если бы ставка, действующая на дату определения, была применимой ставкой для всего периода (с учетом любого Договора о процентной ставке, применимого к такой Задолженности). Если какая-либо Задолженность принимается в соответствии с каким-либо возобновляемым кредитом и такая Задолженность учитывается на номинальной основе, то проценты по такой Задолженности рассчитываются исходя из среднесуточного баланса такой Задолженности за четыре финансовых квартала, с учетом номинального расчета, если такая Задолженность была принята на себя исключительно для целей пополнения оборотного капитала.

«Консолидированная EBITDAX» Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний за любой период означает Консолидированную чистую прибыль за такой период плюс следующие статьи (без двойного учета и при условии, что такие статьи были вычтены при расчете такой Консолидированной чистой прибыли):

- (1) Консолидированные расходы по выплате процентов;
- (2) Налоги на консолидированную прибыль;
- (3) консолидированные отчисления на истощение природных ресурсов, амортизацию и списание Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний;
- (4) прочие неденежные сборы и расходы Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний (исключая любые неденежные сборы и расходы, если они представляют начисление или резервы под денежные сборы или расходы будущих периодов или амортизацию досрочно уплаченных денежных сборов или расходов, которые были уплачены в предыдущем периоде, не включенном в расчеты), за вычетом всех неденежных статей, увеличивающих такую Консолидированную чистую прибыль Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний (кроме начислений доходов или аннулирования резервов под денежные сборы в будущем периоде Холдинговой компанией и ее Ограниченными дочерними компаниями в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности); и
- (5) консолидированные расходы на геологоразведку Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний,

если применимо в отношении такого периода (что определяется в соответствии с ОПБУ).

Невзирая на предыдущее предложение, статьи, упомянутые в подпунктах (2) – (5), относящиеся к суммам любой Ограниченной дочерней компании любого Лица, будут добавляться к Консолидированной чистой прибыли для расчета Консолидированной EBITDAX такого Лица, только если (и в той же доле, в которой) чистая прибыль (убыток) такой Ограниченной дочерней компании была включена в расчет Консолидированной чистой прибыли такого Лица и только если соответствующую сумму было бы разрешено на дату такого определения выплатить в качестве дивидендов Холдинговой компании такой Ограниченной дочерней компанией без предварительного одобрения (которое не было получено) в соответствии с уставом такой Ограниченной дочерней компании и всеми договорами, актами, судебными

решениями, указами, приказами, законами, правилами и нормативно-правовыми актами, применимыми к такой Ограниченной дочерней компании или ее акционерам.

«Налоги на консолидированную прибыль» означает, в отношении Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний в отношении любого периода, налоги, начисленные на такое Лицо, или иные платежи, которые должны быть сделаны таким Лицом в пользу любого государственного органа, если такие налоги или иные платежи рассчитываются на основе прибыли, доходов или капитала такого Лица или такого Лица и его Ограниченных дочерних компаний (если такая прибыль или доходы были включены в расчет Консолидированной чистой прибыли за такой период), вне зависимости от того, должны ли такие налоги или платежи перечисляться какому-либо государственному органу.

«Консолидированные расходы на выплату процентов» означает, в отношении любого периода, консолидированные расходы на выплату процентов Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний, будь то оплаченные или начисленные, если они не включены в такие расходы по выплате процентов (и без двойного учета:

- (1) расходы на выплату процентов, относящиеся к Обязательствам по капитализированной аренде и Относимому долгу, а также процентная составляющая любых отложенных платежных обязательства;
- (2) амортизация дисконтов по обязательствам и затраты на выпуск долговых бумаг;
- (3) расходы на выплату процентов в неденежной форме;
- (4) комиссии, дисконты и иные сборы и платежи, причитающиеся в отношении аккредитивов и банковского акцептного финансирования;
- (5) расходы на выплату процентов по Задолженности другого Лица, которая Гарантирована Холдинговой компанией или одной из ее Ограниченных дочерних компаний или обеспеченная Обременением, созданным в отношении активов Холдинговой компании или одной из ее Ограниченных дочерних компаний;
- (6) затраты, связанные с Договорами о процентной ставке (включая амортизацию комиссий), *при условии, однако*, что если Договоры о процентной ставке приводят к возникновению чистых выгод, нежели затрат, то такие выгоды учитываются в счет уменьшения Консолидированных расходов по выплате процентов, если только в соответствии с ОПБУ такие чистые выгоды не отражаются каким-либо иным образом в Консолидированной чистой прибыли;
- (7) консолидированные расходы по выплате процентов Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний, которые были капитализированы в течение такого периода; и
- (8) все дивиденды (кроме дивидендов, подлежащих уплате исключительно на Акционерный капитал (кроме Исключенного капитала) Холдинговой компании), начисленные в течение такого периода на любую серию Исключенного капитала Холдинговой компании или на Привилегированный капитал ее Ограниченных дочерних компаний, подлежащие уплате какой-либо стороне, кроме Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании;

при условии что Консолидированные расходы на выплату процентов включают любые налоги на доход в виде процентов и на дивиденды, подлежащие уплате в отношении любой из сумм, описанных в подпунктах (1) - (8) настоящего определения.

«Консолидированная чистая прибыль» означает, в отношении любого периода, консолидированную чистую прибыль (убытки) Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний, определенную в соответствии с ОПБУ, *при условии, однако*, что в такую Консолидированную чистую прибыль не будут включаться следующие статьи (если они иным образом включены в нее):

- (1) любая чистая прибыль (убыток) любого Лица (кроме Холдинговой компании), если такое Лицо не является Ограниченной дочерней компанией, за исключением того, что:
 - (a) с учетом ограничений, содержащихся в подпунктах (3) - (4) ниже, доля Холдинговой компании в чистой прибыли любого такого Лица за такой период будет включена в такую Консолидированную чистую прибыль в объеме, не превышающем совокупной суммы денежных средств, фактически выплаченных таким Лицом в течение такого периода в пользу

Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании в форме дивидендов или иной форме распределения прибыли (с учетом, в случае выплаты дивидендов или иных форм распределения прибыли в пользу любой Ограниченной дочерней компании, ограничений, предусмотренных подпунктом (2) ниже); и

- (b) доля Холдинговой компании в чистом убытке любого такого Лица за такой период будет включена при расчете такой Консолидированной чистой прибыли, если такой убыток был профинансирован Холдинговой компанией или какой-либо Ограниченной дочерней компанией в течение такого периода;
- (2) любая чистая прибыль (убыток) любой Ограниченной дочерней компании, если на такую Дочернюю компанию распространяется действие ограничений (прямо или косвенно) на выплату дивидендов или иных форм распределения прибыли такой Ограниченной дочерней компанией прямо или косвенно в пользу Холдинговой компании, за исключением того, что:
 - (a) с учетом ограничений, содержащихся в подпунктах (3) - (4) ниже, доля Холдинговой компании в чистой прибыли любой такой Ограниченной дочерней компании за такой период должна быть включена в такую Консолидированную чистую прибыль в объеме, не превышающем совокупной суммы денежных средств, которые могли бы быть выплачены такой Ограниченной дочерней компанией в течение такого периода в пользу Холдинговой компании или другой Ограниченной дочерней компании в форме дивидендов или иной форме распределения прибыли (с учетом, в случае выплаты дивидендов или иных форм распределения прибыли в пользу другой Ограниченной дочерней компании, ограничений, предусмотренных настоящим подпунктом); и
 - (b) доля Холдинговой компании в чистом убытке любой такой Ограниченной дочерней компании за такой период должна быть включена при расчете такой Консолидированной чистой прибыли;
- (3) любой доход (убыток), реализованный при продаже или ином отчуждении любого имущества, производственных механизмов или оборудования Холдинговой компании или ее Ограниченных дочерних компаний (в том числе в соответствии с любой Сделкой продажи с обратной арендой), которые не были проданы или иным образом отчуждены к ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности, а также любой доход (убыток), реализованный при продаже или ином отчуждении любых ценных бумаг;
- (4) (a) любой незапланированный, исключительный или разовый доход, убыток или сбор (вместе с любыми связанными резервами под уплату налогов на такой доход, убыток или сбор) и (b) любые суммы списаний в связи с обесцениванием активов в составе Нефтегазовых активов в соответствии с ОПБУ, или финансовые последствия стихийных бедствий (включая пожары, наводнения, штормы и связанные с ними события);
- (5) все списанные финансовые затраты будущих периодов и уплаченные премии или иные расходы, понесенные непосредственно в связи с любым досрочным погашением Задолженности, а также любой чистый доход (убыток) от любого списания или прощения Задолженности;
- (6) любые нереализованные доходы или убытки по сделкам с валютой или транзакционные доходы или убытки в связи с Задолженностью любого Лица, выраженной в иной валюте, нежели в валюте отчетности такого Лица;
- (7) любые нереализованные доходы или убытки в связи с Хеджинговыми обязательствами или признанием недействительности выручки, связанной с соответствующими хеджинговыми сделками, или в связи с признанием справедливой стоимости (или изменения) выручки, связанной с деривативами, которые не считаются хеджинговыми сделками, в каждом таком случае в отношении Хеджинговых обязательств;
- (8) кумулятивные последствия любого изменения принципов учета; и
- (9) любой неденежный компенсационный сбор, возникающий в связи с предоставлением акций, опционов на акции или иных форм участия в акционерном капитале.

«Кредиты» означает один или несколько кредитов или долговых соглашений, соглашений о выпуске коммерческих бумаг, облигаций, облигационных займов, соглашений об облигационных займах или

овердрафтных кредитов с банками или иными институциональными кредиторами, предусматривающие предоставление возобновляемых кредитов, срочных кредитов, финансирование дебиторской задолженности (в том числе посредством продажи дебиторской задолженности таким учреждениям или специально созданным организациям, учрежденным для получения займов у таких учреждений под залог такой дебиторской задолженности) или аккредитивов, в каждом таком случае с учетом периодических изменений, новых редакций, исправлений, дополнений, нового пополнения, замены или рефинансирования (полностью или частично) (вне зависимости от того, происходит ли это с участием первоначального административного агента и кредиторов или с другим административным агентом или агентами или другими банками или учреждениями, а также вне зависимости от того, предусматриваются ли они одним или несколькими кредитными или иными договорами, соглашениями об облигационных займах, соглашениями о финансировании или на ином основании), и в каждом случае включая все договоры, акты и документы, подписанные и формально врученные в соответствии с вышеуказанным. Не ограничивая общего характера вышесказанного, термин «Кредиты» включает любой договор или акт, (1) предусматривающий изменений срока погашения любой Задолженности, принятой по такому Кредиту или предусмотренной им, (2) предусматривающий увеличение суммы Задолженности, которая была принята по такому Кредиту или средства которой могут быть получены взаем по такому Кредиту, с учетом соблюдения положений одностороннего обязательства, описанного под заголовком «Некоторые односторонние обязательства—Ограничения в отношении Задолженности», или (4) иным образом предусматривающий изменений условий и положений такого Кредита.

«Валютное соглашение» означает, в отношении любого Лица, любой валютный контракт, договор об обмене валют, фьючерсный контракт, опционный контракт или подобный договор, в отношении которого такое Лицо является стороной или бенефициаром.

«Неисполнение обязательств» означает любой случай, который является Случаем неисполнения обязательств или который после направления уведомления, по истечении времени или после выполнения обоих указанных условий станет Случаем неисполнения обязательств.

«Указанная задолженность» означает любую Задолженность, совокупная основная сумма долга по которой составляет не менее 20 миллионов долларов США (включая сумму всех невыбранных обязательств и условные обязательства по предоставлению возмещения по аккредитивам, выданным по такой Задолженности) и которая указана в качестве Указанной задолженности в соответствии с Сертификатом должностного лица, предоставленным Доверительному управляющему и Агенту по обеспечению.

«Указанные вырученные средства» имеет значение, указанное под заголовком «Некоторые односторонние обязательства—Соглашения в отношении совместных прав на обеспечение—Полученные средства».

«Исключенный капитал» означает, в отношении любого Лица, любой Акционерный капитал такого Лица, который в силу его условий (или в силу условий любой ценной бумаги, в которую конвертируется или на которую может быть обменен такой Акционерный капитал по выбору соответствующего держателя такого Акционерного капитала) или при возникновении какого-либо события:

- (1) становится подлежащим погашению или в обязательном порядке подлежащим выкупу (кроме случаев, когда он становится подлежащим выкупу только в обмен на Акционерный капитал такого Лица, который сам по себе не является Исключенным капиталом) в соответствии с каким-либо обязательством по выделению резервов на выкуп или на каком-либо ином основании;
- (2) конвертируется или становится подлежащим обмену на Задолженность или Исключенный капитал (за исключением Акционерного капитала, который конвертируется или становится подлежащим обмену исключительно по выбору Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании); или
- (3) становится подлежащим погашению по выбору соответствующего держателя такого Акционерного капитала (полностью или частично),

в каждом случае не позднее даты, наступающей через шесть месяцев после наиболее ранней из следующих дат: (а) Установленной даты погашения Облигаций или (б) даты, в которую не будет иметься непогашенных Облигаций, *при условии*, что только та часть Акционерного капитала, которая таким образом становится подлежащей погашению или в обязательном порядке подлежащей выкупу, конвертируется или становится подлежащей обмену или становится подлежащей погашению по выбору соответствующего держателя такого Акционерного капитала до такой даты, будет считаться Исключенным капиталом, *а также при условии*, что любой Акционерный капитал, который будет представлять собой Исключенный капитал только лишь

потому, что держатели такого Акционерного капитала имеют право требовать от Холдинговой компании выкупить такой Акционерный капитал при наступлении какой-либо смены контроля или при каком-либо отчуждении активов (причем значение каждого из этих выражений должно определяться в целом в том же порядке, в котором определяется значение соответствующих терминов в Соглашении), не будет представлять собой Исключенный капитал, если условия такого Акционерного капитала (и всех ценных бумаг, в которые такой Акционерный капитал конвертируется или на которые он может быть обменен) предусматривают, что (а) Холдинговая компания не вправе погашать или выкупать любой такой Акционерный капитал (и все ценные бумаги, в которые такой Акционерный капитал конвертируется или на которые он может быть обменен) в соответствии с таким положением до соблюдения Холдинговой компанией положений Соглашения, описанных под заголовками «Смена контроля» и «Некоторые односторонние обязательства—Ограничения в отношении продажи активов и акций Дочерних компаний», и (ii) такое погашение или выкуп будут разрешены только в том объеме, в котором они также разрешены в соответствии с положениями Соглашения, описанными под заголовком «Некоторые односторонние обязательства—Ограничения в отношении Запрещенных платежей».

Сумма любого Исключенного капитала, в отношении которого не установлена фиксированная цена погашения или выкупа, будет рассчитываться в соответствии с условиями такого Исключенного капитала, как если бы такой Исключенный капитал погашался или выкупался бы в любую дату, в которую сумма такого Исключенного капитала должна быть определена в соответствии с Соглашением, *при условии, однако*, что, если в отношении такого Исключенного капитала не может быть предъявлено требование о его погашении или выкупе на момент такого определения, то соответствующей ценой погашений или выкупа будет являться балансовая стоимость такого Исключенного капитала, указанная в последней финансовой отчетности такого Лица.

«Соответствующие паритетные хеджинговые обязательства» означает, в отношении любого указанного лица, (i) Хеджинговые обязательства такого Лица по договорам и соглашениям, направленным на защиту такого Лица от рисков, связанных с колебаниями процентных ставок или валютных курсов в отношении любого Паритетного долга, или (ii) обязательства такого Лица в соответствии с любым Соглашением по сырьевым товарам.

«Предложение акций» означает открытое или закрытое предложение Акционерного капитала (кроме Исключенного капитала) Холдинговой компанией в обмен на уплату встречного предоставления в денежной форме.

«Европейский союз» означает Европейский союз по состоянию на 1 января 2004 года, включая Австрию, Бельгию, Данию, Финляндию, Францию, Германию, Грецию, Ирландию, Италию, Люксембург, Голландию, Португалию, Испанию, Швецию и Соединенное королевство Великобритании и Северной Ирландии, но не включая любую страну, которая стала членом Европейского союза после 1 января 2004 года.

«Закон о биржах» означает Закон США «О фондовых биржах» 1934 года (с изменениями), а также правила и нормативные акты Комиссии по ценным бумагам, принятые в соответствии с указанным законом.

«Справедливая рыночная стоимость» означает (если иное не предусмотрено Соглашением) стоимость, которая была бы уплачена любым заинтересованным покупателем любому неаффилированному заинтересованному продавцу в рамках сделки, заключаемой на обычных коммерческих условиях, без давления на любую из сторон или нужды у любой из сторон, добросовестно определенная (i) каким-либо Должностным лицом и заявленная в Сертификате должностного лица, и (ii) в отношении любой такой сделки (кроме любой продажи или иного отчуждения в рамках осуществления обычной хозяйственной деятельности), связанной с уплатой встречного предоставления в размере свыше 10 миллионов долларов США, большинством членов Совета директоров Холдинговой компании, не заинтересованных в совершении такой сделки, в отношении которой должна быть определена Справедливая рыночная стоимость, которые рассмотрели и приняли такой Сертификат должностного лица.

«ОПБУ» означает международные стандарты финансовой отчетности, принятые Советом по международным стандартам финансовой отчетности, в редакции, действующей на соответствующий момент времени. Все коэффициенты и расчеты на основе ОПБУ, содержащиеся в Соглашении, будут рассчитаны в соответствии с ОПБУ.

«Генеральный партнер» означает Zhaikmunai Group Limited, компанию с ограниченной ответственностью, учрежденную на о-ве Мэн под регистрационным номером 121213C, зарегистрированный офис которой расположен по адресу: 7-й этаж, Харбур Корт, Лорд Стрит, Дуглас, о-в Мэн IM1 4LN (7th Floor Harbour Court, Lord Street, Douglas, Isle of Man IM1 4LN), а также любого замещающего генерального партнера Холдинговой компании, при условии, что единственным участником такого правопреемника является какой-

либо Разрешенный держатель.

«УПГ-3» означает дополнительную установку подготовки газа, которая должна быть построена после завершения строительства первого этапа Установки подготовки газа.

«Гарантия» означает любое обязательство (будь то условное или иное) любого Лица, прямо или косвенно гарантирующее исполнение обязательств по любой Задолженности любого иного Лица, или, прямо или косвенно, любое обязательство такого Лица (будь то условное или иное):

- (1) приобрести или оплатить (или направить или предоставить средства для того, чтобы приобрести или оплатить) такую Задолженность такого иного Лица (вне зависимости от того, возникает ли такое обязательство на основании соглашений о партнерстве, на основании договора о поддержке другой стороны, о покупке активов, товаров, ценных бумаг или услуг, о приеме или возмещении убытков, об обеспечении установленных финансовых показателей или на каком-либо ином основании); или
- (2) заключенное для целей гарантирования кредитору по такой Задолженности уплаты такой Задолженности или для целей защиты такого кредитора от убытков в связи с такой Задолженностью (полностью или частично);

при условии, однако, что термин «Гарантия» не будет включать индоссаменты по взысканию задолженности или депонированию средств в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности или какое-либо обязательство, если оно подлежит уплате в форме Акционерного капитала Гаранта, который не является Исклученным капиталом. Термин «Гарантировать», используемый в глагольной форме, имеет соответствующее значение.

«Субординированное обязательство Гаранта» означает, в отношении любого Гаранта, любую Задолженность такого Гаранта (вне зависимости от того, является ли оно непогашенным на Дату выпуска или было ли оно Принято после такой даты), права требования уплаты по которой прямо субординированы по отношению к обязательствам такого Гаранта по его Гарантии по облигациям в соответствии с письменным соглашением.

«Гаранты» означает Холдинговую компанию и Гарантов-дочерние компании.

«Хеджинговый убыток» означает убыток (если он имеется), понесенный любым держателем Соответствующего паритетного хеджингового обязательства в результате того, что наступает (или считается наступившей) дата досрочного прекращения по любому договору или соглашению, предусматривающему(им) условия такого Соответствующего паритетного хеджингового обязательства, в соответствии с обозначением даты досрочного прекращения или иного прекращения согласно соответствующему хеджинговому документу, или в результате наступления даты досрочного исполнения обязательств по Задолженности, в отношении которой было заключено такое Соответствующее паритетное хеджинговое обязательство, как указано в сертификате должностного лица, предоставленном таким держателем.

«Хеджинговые обязательства» любого Лица означает обязательства такого Лица в соответствии с любым Соглашением о процентной ставке, Валютным соглашением или Соглашением по сырьевым товарам.

«держатель» означает любое Лицо, на чье имя зарегистрирована какая-либо Облигация в учетных книгах регистратора.

«Углеводороды» означает нефть, природный газ, попутный нефтяной газ, бензин, получаемый из конденсатной ловушки промыслового трубопровода, бензин, конденсат, дистиллят, жидкие углеводороды, газообразные углеводороды и все их составляющие, элементы и компоненты, а также продукцию их переработки или обработки.

«Принимать» означает выпускать, создавать, принимать на себя, Гарантировать, нести или иным образом становиться прямо или косвенно обязанным (условно или нет), *при условии, однако*, что любая Задолженность или Акционерный капитал Лица, существующие на тот момент, когда такое Лицо становится Ограниченной дочерней компанией (будь то на основании слияния, объединения, приобретения или иным образом), будут считаться Принятыми на себя такой Ограниченной дочерней компанией в тот момент, когда она становится Ограниченной дочерней компанией, при этом термины «Принятый» и «Принятие» имеют соответствующие значения.

«Задолженность» означает, в отношении любого Лица на любую дату соответствующего определения (без

двойного учета, и вне зависимости от того, являются ли соответствующие статьи условными или нет):

- (1) основную сумму долга и премию (если имеется) в отношении Задолженности такого Лица по заемным средствам;
- (2) основную сумму долга и премию (если имеется) в отношении обязательств такого Лица, выраженных в форме бондов, долговых бумаг, облигаций или иных подобных инструментов;
- (3) основную сумму долга по всем обязательствам такого Лица в отношении аккредитивов, банковских акцептов или иных подобных инструментов (включая обязательства по предоставлению возмещения в отношении них, кроме случаев, когда такое обязательство по предоставлению возмещения относится к торговой кредиторской задолженности, кроме случаев, когда такие аккредитивы не использованы или, если они были использованы, то такое обязательство было погашено в течение 30 дней после оплаты по такому аккредитиву);
- (4) основную сумму долга по всем обязательствам такого Лица (кроме обязательств, подлежащих уплате исключительно в форме Акционерного капитала, который не является Исклученным капиталом) по уплате отсроченной или неуплаченной цены имущества (кроме случаев, описанных в подпункте (3) последнего параграфа настоящего определения термина «Задолженность»), если такая цена продолжает оставаться подлежащей уплате более чем через шесть месяцев после приобретения такого имущества, в соответствии с ОПБУ;
- (5) Обязательства по капитализированной аренде такого Лица и весь Относимый долг в отношении Сделок продажи с обратной арендой, заключенных таким Лицом;
- (6) основную сумму долга или ликвидационную стоимость по всем обязательствам такого Лица в отношении погашения или иного выкупа любого Исклученного капитала или, в отношении любой Дочерней компании Холдинговой компании, любого Привилегированного капитала (но исключая, в каждом таком случае, любые начисленные дивиденды);
- (7) основную сумму долга по всей Задолженности иных Лиц, обеспеченной каким-либо Обременением, созданным в отношении любого актива такого Лица, вне зависимости от того, принята ли такая Задолженность таким Лицом, *при условии, однако*, что сумма такой Задолженности будет представлять собой наименьшую из следующих сумм: (а) Справедливую рыночную стоимость такого актива на дату соответствующего решения или (б) сумму такой Задолженности таких иных Лиц;
- (8) основную сумму долга по Задолженности иных Лиц, если она Гарантирована таким Лицом; и
- (9) (если такие обязательства не включены в настоящее определение по иным основаниям) чистые обязательства такого Лица по Хеджинговым обязательствам (сумма любых таких обязательств будет равна в любой момент времени ликвидационной стоимости такого договора или соглашения, являющегося основанием для такого обязательства, которая подлежала бы уплате таким Лицом в такой момент времени),

если и в том объеме, в котором какая-либо из вышеуказанных статей (кроме Задолженности, описанной в подпунктах (3), (6), (7) и (8) выше) отражалась бы в качестве обязательства в балансе (включая примечания к нему) соответствующего Лица, подготовленном в соответствии с ОПБУ, *при условии, однако*, что любая Задолженность, которая была аннулирована на основании депонирования денежных средств или Денежных эквивалентов (в размере, достаточном для погашения всех обязательств по такой Задолженности при наступлении срока их погашения или выкупа (в зависимости от обстоятельств) и всех сумм процентов и премий (если имеются)) в трасте или на счете, созданном или задолженным исключительно в интересах держателей такой Задолженности и не являющемся предметом каких бы то ни было Обременений, не будет представлять собой «Задолженность».

Сумма Задолженности любого Лица на любую дату будет представлять собой не погашенный на такую дату остаток всех вышеуказанных безусловных обязательств и максимальную сумму ответственности (при выполнении условий, которые являются основанием для возникновения соответствующего обязательства) любых условных обязательств по такую дату.

Невзирая на вышесказанное, «Задолженность» не включает:

- (1) любое обязательство, возникающее в результате оплаты каким-либо банком или иным финансовым

учреждением любого чека, тратты или подобного инструмента (кроме суточных овердрафтов) в отсутствие достаточных средств у должника в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности, *при условии*, что такая Задолженность будет погашена в течение пяти Рабочих дней после Принятия;

- (2) обязательства «в натуре», касающиеся чистых позиций по нефти или газу, возникающих в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности;
- (3) начисленные расходы и торговую кредиторскую задолженность, а также иные начисленные обязательства, возникающие в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности, если только уплата по ним не была просрочена на 90 или более дней (кроме таких обязательств, добросовестно оспариваемых в ходе надлежащих процедур, которые были безотлагательно инициированы и внимательным образом ведутся); и
- (4) любую аренду имущества, которая рассматривалась бы в качестве операционной аренды по ОПБУ.

«Независимый финансовый консультант» означает любую инвестиционно-банковскую фирму, банк, аудиторскую фирму или стороннего оценщика международного значения в каждом таком случае, при условии, что такая фирма не является Аффилированным лицом Холдинговой компании.

«Соглашение между кредиторами» означает соглашение между кредиторами, заключенное в соответствии с односторонним обязательством, описанным по заголовком «Некоторые односторонние обязательства—Соглашения в отношении совместных прав на обеспечение».

«Договор о процентной ставке» означает, в отношении любого Лица, любой договор о защите процентных ставок, фьючерсный договор о процентных ставках, опционный договор на разницу процентных ставок, своп-соглашение о процентных ставках, соглашение типа «кэп» по процентным ставкам, соглашение типа «коллар» по процентным ставкам, хеджированное соглашение по процентным ставкам или иной подобный договор или соглашение, в отношении которого такое Лицо является стороной или бенефициаром.

«Инвестиция» означает, в отношении любого Лица, все инвестиции такого Лица в других Лиц (включая Аффилированных лиц) в форме любых прямых или косвенных выплат, займов или иных кредитов (в том числе посредством Гарантии или подобного соглашения, но исключая любую задолженность или кредит, представленные банковским вкладом (кроме срочного вклада), а также выплаты или кредиты, предоставляемые клиентам в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности), вклады в капитал такого иного Лица (посредством передачи денежных средств или иного имущества другим лицам или посредством оплаты за имущество или услуги на счет других лиц или для использования другими лицами) или любая покупка или приобретение Акционерного капитала, Задолженности или иных подобных инструментов (исключая любые права аренды на сырую нефть или природный газ, если такие права представляют собой обеспечение по применимому праву), выпущенных или Принятых таким другим Лицом, а также все иные статьи, которые относятся или относились бы к категории инвестиций в балансе (исключая примечания к нему), подготовленном в соответствии с ОПБУ.

В случае если Холдинговая компания или любая Ограниченная дочерняя компанией выпускает, продает или иным образом отчуждает какой-либо Акционерный капитал любого Лица, которое является Ограниченной дочерней компанией, в результате чего такое Лицо перестает являться Ограниченной дочерней компанией, любая Инвестиция Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании в такое Лицо, остающаяся после такого выпуска, продажи или иного отчуждения, будет считаться новой Инвестицией на такой момент времени. Приобретение Холдинговой компанией или любой Ограниченной дочерней компанией любого Лица, которое владеет Инвестицией в какое-либо третье Лицо, будет считаться Инвестицией Холдинговой компании или такой Ограниченной дочерней компании в такое третье Лицо на такой момент времени. Если иное не предусмотрено Соглашением, суммой Инвестиции будет являться ее Справедливая рыночная стоимость на момент осуществления такой Инвестиции, без учета каких-либо последующих изменений в ее стоимости.

Для целей определения «Неограниченная дочерняя компания» и одностороннего обязательства, описанного под заголовком «Некоторые односторонние обязательства—Ограничения в отношении Запрещенных платежей»:

- (1) «Инвестиция» будет включать часть (пропорциональную доле Холдинговой компании в капитале Ограниченной дочерней компании, которая должна быть названа Неограниченной дочерней компанией) Справедливой рыночной стоимости чистых активов такой Ограниченной дочерней

компании на тот момент времени, когда она будет названа Неограниченной дочерней компанией, *при условии, однако*, что после возврата такой Дочерней компании в категорию Ограниченных дочерних компаний Холдинговая компания будет считаться продолжающей владеть постоянной «Инвестицией» в Неограниченной дочерней компании на сумму, равную разнице (если она представляет собой положительную величину) между (а) «Инвестицией» Холдинговой компании в такую Дочернюю компанию на момент возврата такой Дочерней компании в категорию Ограниченных дочерних компаний и (б) частью (пропорциональной доле Холдинговой компании в капитале такой Дочерней компании) Справедливой рыночной стоимости чистых активов такой Дочерней компании на тот момент, на который такая Дочерняя компания будет возвращена в категорию Ограниченных дочерних компаний; и

- (2) любое имущество, переданное Неограниченной дочерней компании или Неограниченной дочерней компанией, будет оцениваться по его Справедливой рыночной стоимости на момент такой передачи.

«Дата выпуска» означает первую дату, в которую будут выпущены Облигации.

«Обременение» означает, в отношении любого актива, залог, право удержания (в силу закона или на ином основании), заклад, ипотеку, обременение, право обеспечения, льготу, преимущество или обременение любого рода в отношении такого актива, вне зависимости от того, было ли в отношении него подано заявление, было ли оно зарегистрировано или иным образом оформлена в соответствии с применимым законодательством, включая любое соглашение об условной продаже или иное соглашение об удержании правового титула, любую аренду такого характера, любой опцион или иное соглашение о продаже или предоставлении права обеспечения и любое заявление или заявка о наличии прав обеспечения третьего лица в соответствии с Единообразным торговым кодексом (или аналогичными законами) любой юрисдикции.

«Подтверждение совместных прав на обременение и паритета» означает письменное соглашение между держателями Паритетного долга (кроме Облигаций) (предусмотренное в каком-либо кредитном договоре, соглашении или ином договоре, регулирующем такой Паритетный долг) в совместных интересах всех держателей каждого существующего и будущего Паритетного долга:

- (1) о том, что все обязательства по такому Паритетному долгу обеспечены и будут обеспечены равным и пропорциональным образом Разрешенным обременением в отношении обеспечения, в любой момент времени обеспечивающим исполнение любых обязательств в отношении такого Паритетного долга в соответствии с односторонним обязательством, описанным под заголовком «Некоторые односторонние обязательства—Ограничения в отношении Обременений», и что на все Разрешенное обременение в отношении обеспечения, обеспечивающее такой Паритетный долг, может быть обращено взыскание Агентом по обеспечению в интересах всех держателей такого Паритетного долга;
- (2) о том, что держатели облигаций в отношении такого Паритетного долга связаны или будут связаны положениями Соглашения между кредиторами, включая положения, относящиеся к определению очередности Обременения, обеспечивающего такой Паритетный долг, и очередности распределения средств, вырученных при обращении взыскания на Обременение, обеспечивающее такой Паритетный долг; и
- (3) о предоставлении Агенту по обеспечению согласия и указаний принять и выполнить (в зависимости от обстоятельств) его обязательства по Соглашению между кредиторами.

«Большинство кредиторов по паритетному долгу» означает, в любой момент времени, держателей Паритетного долга и Соответствующих паритетных хеджированных обязательств, Обязательства по паритетному долгу и Хеджированные убытки которых совместно составляют более 50,0% от Совокупных обязательств по паритетному долгу на тот момент времени.

«Moody's» означает корпорацию Moody's Investors Service, Inc. или любого правопреемника ее рейтингового бизнеса.

«Чистые доступные средства» от любого Отчуждения активов означает денежные средства, полученные (включая любые денежные средства, полученные в форме отсроченной уплаты основной суммы долга по векселю, частичного платежа или в иной форме, и чистые средства, вырученные от продажи или иного отчуждения любых ценных бумаг, полученных в качестве встречного предоставления, но только после их получения, и исключая любое иное встречное предоставление, полученное в форме принятия на себя приобретающим Лицом Задолженности или иных обязательств, касающихся имущества или активов,

которые являются предметом такого Отчуждения активов, или полученное в любой неденежной форме) в результате такого Отчуждения активов, в каждом случае после вычета:

- (1) всех расходов, комиссий юридических, бухгалтерских, инвестиционно-банковских консультантов, налогов на право собственности и регистрацию права собственности, а также иных Принятых к оплате вознаграждений и расходов и всех федеральных, региональных, провинциальных, иностранных и местных налогов, которые должны быть уплачены или начислены в качестве обязательства по ОПБУ (после учета любых применимых налоговых льгот или вычетов и любых договоренностей о распределении налоговых платежей) в результате такого Отчуждения активов;
- (2) всех платежей, произведенных в связи с какой-либо Задолженностью, которая обеспечена любыми активами, являющимися предметом такого Отчуждения активов, в соответствии с условиями любого Обременения, созданного в отношении таких активов, или которая в силу ее условий или применимого законодательства или для того, чтобы получить необходимое согласие для такого Отчуждения активов, должна быть погашена за счет средств, вырученных от такого Отчуждения активов;
- (3) всех выплат и иных платежей, которые должны быть произведены миноритарным акционерам (участникам) Дочерних компаний или обладателям прав на роялти или подобных прав в результате такого Отчуждения активов; и
- (4) надлежащих сумм, которые должны быть выделены продавцом в качестве резервов в соответствии с ОПБУ для оплаты любых обязательств, связанных с активами, отчужденными в рамках такого Отчуждения активов и оставшимися на балансе Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании после такого Отчуждения активов.

«Чистые вырученные средства» означает, в отношении любого выпуска или продажи Акционерного капитала или любого вклада в акционерный капитал, средства, вырученные от такого выпуска, продажи или вклада, после вычета гонорара юристов, гонорара аудиторов, гонорара андеррайтеров или агентов по размещению, сборов за листинг, дисконтов или комиссий, а также комиссий брокеров, консультантов и иных комиссий и сборов, фактически Принятых к оплате в связи с таким выпуском, продажей или вкладов, а также после вычета налогов, уплаченных или подлежащих уплате в результате такого выпуска или продажи (после учета любых применимых налоговых льгот или вычетов и любых договоренностей о распределении налоговых платежей).

«Долг без права регресса» означает Задолженность любого Лица:

- (1) в отношении которой ни Холдинговая компания, ни какая-либо Ограниченная дочерняя компания (а) не представляют никакой Гарантии или кредитной поддержки какого-либо рода (включая любое обязательство, гарантию, гарантию возмещения убытков, соглашение или документ, которые представляли бы Задолженность), и (b) не несут ответственности ни прямо, ни косвенно (в качестве гаранта или в каком-либо ином качестве);
- (2) в отношении которой никакое неисполнение обязательств (включая любые права, которые кредиторы по такой Задолженности могут иметь для обращения взыскания на имущество какой-либо Неограниченной дочерней компании) не будет являться основанием (после направления уведомления, по прошествии времени или после выполнения обоих указанных условий) для возникновения у какого-либо кредитора по любой иной Задолженности Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании права заявить о наличии неисполнения обязательств по такой иной Задолженности или потребовать досрочной уплаты или погашения такой Задолженности до ее установленного срока погашения; и
- (3) условия которой прямо предусматривают отсутствие права обращать взыскание на любые активы Холдинговой компании или ее Ограниченных дочерних компаний.

«Дата погашения Облигаций» означает дату, в которую все непогашенные обязательства Эмитента и Гарантов по облигациям будут погашены и исполнены в соответствии с условиями Соглашения.

«Документы по облигациям» означает Облигации, Соглашение, Документы обеспечения, Договор займа вырученных средств и любое Соглашение между кредиторами.

«Гарантия по облигациям» означает, по отдельности, любую Гарантию уплаты по Облигациям со стороны

Гаранта в соответствии с условиями Соглашения и любого дополнительного соглашения к нему, а также в совокупности все такие Гарантии. Каждая такая Гарантия будет составлена по форме, предусмотренной Соглашением.

«Должностное лицо» означает Председателя Совета директоров Холдинговой компании или Главного исполнительного директора, Главного операционного директора, Заместителя Главного исполнительного директора, Главного финансового директора и Главного юриста группы Холдинговой компании.

«Сертификат должностного лица» означает сертификат, подписанный любым Должностным лицом Холдинговой компании.

«Нефтегазовый бизнес» означает:

- (1) деятельность по приобретению, разведке, разработке, освоению, добыче, эксплуатации и отчуждению прав на нефть, природный газ, сжиженный природный газ и иные Углеводороды и месторождения полезных ископаемых или продукцию, полученную в связи с вышеуказанными объектами;
- (2) деятельность по сбору, рекламированию, распределению, переработке, обработке, хранению, очищению, продаже и транспортировке (в том числе в железнодорожных вагонах или по трубопроводам) любой продукции, полученной от разработки таких активов или объектов, и продукции, полученной в связи с ними, а также реализацию на рынке нефти, природного газа, иных Углеводородов и полезных ископаемых, полученных от сторонних Лиц;
- (3) любую иную связанную деятельность в сфере энергетики, включая деятельность по производству и передаче электроэнергии, полученной прямо или косвенно из нефти, природного газа и иных Углеводородов и полезных ископаемых, добываемых на объектах, в которых прямо или косвенно участвует Холдинговая компания или ее Ограниченные дочерние компании;
- (4) любую деятельность, связанную с продажей оборудования для нефтяных месторождений и обслуживанием нефтяных месторождений; и
- (5) любую деятельность, которая касается, возникает или является необходимой, надлежащей или сопутствующей по отношению к деятельности, описанной в вышеуказанных подпунктах (1) - (4) настоящего определения.

«Нефтегазовые активы» означает все имущество, включая акции или иные доли участия в капитале, принадлежащие какому-либо Лицу на праве собственности или на основании лицензии, в соответствии с которыми такое Лицо может осуществлять освоение и/или эксплуатацию такого имущества, которое содержит или, как предполагается, содержит запасы нефти и газа, а также все скважины, установки подготовки нефти или газа, объекты транспортировки нефти или газа и иные связанные активы.

«Юридическое заключение» означает письменное заключение юридического консультанта, который является разумно приемлемым для Доверительного управляющего. Такой юридический консультант может быть работником или консультантом Холдинговой компании или Доверительного управляющего.

«Дата погашения другого паритетного долга» означает дату, в которую все непогашенные обязательства Эмитента и любого Гаранта перед всеми держателями Паритетного долга (кроме Облигаций) будут погашены в соответствии с условиями финансовых документов, регулирующих такой Паритетный долг.

«Задолженность с равной очередностью удовлетворения требований» означает Задолженность, права требования по которым имеют равную очередность удовлетворения с правами требования оплаты по Облигациям или Гарантиям по облигациям.

«Паритетные обязательства» означает совокупную основную сумму долга по Паритетному долгу, которая остается непогашенной на дату соответствующего определения.

«Паритетный долг» означает (без двойного учета):

- (a) (i) Облигации и Гарантии по облигациям;
- (ii) любую Задолженность по рефинансированию, Принятую в обмен на любую Задолженность

в соответствии с пунктом (а)(i) выше, которая является Указанной задолженностью, или любую Задолженность по рефинансированию, чистые средства которой используются для возобновления, пополнения, рефинансирования, замены, аннулирования или погашения любой Задолженности в соответствии с пунктом (а)(i) выше, которая является Указанной задолженностью;

- (iii) любые Гарантии по Задолженности, возникшей в соответствии с пунктом (а)(ii) выше, *при условии*, что такие Гарантии возникли в соответствии с односторонним обязательством, описанным под заголовком «Некоторые односторонние обязательства—Ограничения в отношении Задолженности»; и
 - (iv) в отношении пунктов (а)(i), (а)(ii) и (а)(iii) выше, «параллельные долговые обязательства» (если имеются), созданные по любому Документу по облигациям;
- (b)
- (i) (А) любые Дополнительные облигации, которые разрешено выпустить в соответствии с односторонним обязательством, описанным под заголовком «Некоторые односторонние обязательства—Ограничения в отношении Задолженности», (В) Задолженность, Принятую для финансирования приобретения, аренды, улучшения, строительства, ремонта или дополнения УПГ-3, кроме случаев, когда такая Задолженность обеспечена каким-либо Обременением, созданным в отношении активов Холдинговой компании или ее Дочерних компаний, кроме Обеспечения в отношении паритетного долга, или (С) любую Задолженность, которую разрешается принимать на себя в соответствии с подпунктом (13) второго пункта одностороннего обязательства, описанного под заголовком «Некоторые односторонние обязательства—Ограничения в отношении Задолженности»;
 - (ii) любую Задолженность по рефинансированию, принятую на себя в обмен на любую Задолженность, понесенную в соответствии с пунктом (b)(i) выше, которая является Указанной задолженностью, или любую Задолженность по рефинансированию, чистые средства которой используются для возобновления, пополнения, рефинансирования, замены, аннулирования или погашения любой Задолженности, понесенной в соответствии с пунктом (b)(i) выше, которая является Указанной задолженностью;
 - (iii) любые Гарантии по Задолженности, возникшей в соответствии с пунктом (b)(ii) и (b)(ii) выше, *при условии*, что такие Гарантии возникли в соответствии с односторонним обязательством, описанным под заголовком «Некоторые односторонние обязательства—Ограничения в отношении Задолженности»; и
 - (iv) в отношении пунктов (b)(i), (b)(ii) и (b)(iii) выше, «параллельные долговые обязательства» (если имеются), созданные по документам обеспечения, подтверждающим такие обязательства по «параллельному долгу»;

при условии, что:

- (a) не *позднее* даты, в которую возникнет такой Паритетный долг в соответствии с подпунктом (а)(ii), (b)(i)(В), (b)(i)(С) или (b)(ii) выше, такая Задолженность будет отнесена к категории «Паритетного долга» в любом Сертификате должностного лица, предоставленном Доверительному управляющему, Агенту по обеспечению или любому(ым) должным образом уполномоченному(ым) представителю(ям) Паритетного долга (кроме Доверительного управляющего) для целей предоставления Доверительному управляющему и Агенту по обеспечению права заключить Соглашение между кредиторами или выполнять свои обязательства по Соглашению между кредиторами, с указанием такого должным образом уполномоченного представителя такого Паритетного долга (если таковой имеется);
- (b) Обременение, созданное в отношении Обеспечения, является Разрешенным обременением в отношении обеспечения;
- (c) такая Задолженность (если она описана в подпунктах (а)(ii), (b)(i)(В), (b)(i)(С) или (b)(ii) выше) регулируется каким-либо соглашением об облигационном займе, кредитным договором или иным договором, который включает Подтверждение совместных прав на обременение и паритета;
- (d) любое имущество или активы, обеспечивающие такую Задолженность (кроме Обеспечения), также обеспечивают Облигации и Гарантии по облигациям на равной и пропорциональной основе с

Паритетным долгом, обеспеченным таким образом непосредственно в соответствии с односторонним обязательством, описанным под заголовком «Некоторые односторонние обязательства—Ограничения в отношении Обременений»; и

- (е) кредитор(ы) по такому иному Паритетному долгу или их должным образом назначенный(ые) представитель(и) заключит(ат) Соглашение между кредиторами, выступая в указанном качестве.

«Обеспечение по Паритетному долгу» означает любой актив или имущество Холдинговой компании или ее Ограниченных дочерних компаний, который(ое) обеспечивает исполнение обязательств по Паритетному долгу (при этом Стороны понимают и договариваются о том, что Заем вырученных средств и Акционерный капитал Эмитента закладываются только в качестве Обеспечения по Облигациям).

«Разрешенная коммерческая инвестиция» означает любую Инвестицию, сделанную в ходе осуществления Нефтегазового бизнеса в обычном порядке, такого рода, которая является или будет являться обычной в Нефтегазовом бизнесе, включая инвестиции или расходы на активную эксплуатацию, разведку, приобретение, освоение, добычу, обработку, сбор, маркетинг или транспортировку нефти, природного газа или иных Углеводородов и полезных ископаемых посредством договоров, сделок, долей или соглашений, которые позволяют распределять риски или затраты, соблюдать нормативные требования, касающиеся владения на праве собственности, или достигать иные цели, обычно достигаемые посредством ведения Нефтегазового бизнеса совместно с третьими лицами, включая:

- (1) право собственности на нефть, природный газ, иные Углеводороды и полезные ископаемые, установки по сжижению природного газа, установки по подготовке, системы сбора, трубопроводы, хранилища или связанные системы или право собственности на вспомогательные объекты недвижимости;
- (2) Инвестиции в форме или на основании соглашений об эксплуатации, прямого долевого участия, участия на условиях уплаты роялти, аренды участков полезных ископаемых, договоров о переработке полезных ископаемых, контрактов на продажу, транспортировку или обмен нефти, природного газа, иных Углеводородов и полезных ископаемых, соглашений о разделе продукции, соглашений о совместном участии, соглашений о совместном освоении, соглашений об освоении площадей, представляющих взаимный интерес, соглашений о централизованной эксплуатации, соглашений о взаимной коммерческой деятельности, соглашений о совместном участии в торгах, соглашений об обслуживании, соглашений о совместных предприятиях, соглашений о создании партнерства (будь то общего или в с ограниченной ответственностью), соглашений о подписке, соглашений о покупке акций, соглашений между акционерами и иных подобных соглашений (в том числе о создании компаний (обществ) с ограниченной ответственностью) с третьими лицами (включая Неограниченные дочерние компании); и
- (3) прямые или косвенные права собственности на буровые установки и связанное оборудование, включая, помимо прочего, оборудование для транспортировки.

«Разрешенное обременение в отношении обеспечения» означает

- (1) Обременение в отношении Обеспечения для обеспечения исполнения обязательств по Паритетному долгу, принятому на себя в соответствии с подпунктом (а) определения выражения «Паритетный долг»;
- (2) Обременение в отношении Обеспечения для обеспечения исполнения обязательств по Паритетному долгу, принятому на себя в соответствии с подпунктом (б) определения выражения «Паритетный долг»;
- (3) Обременение в отношении Обеспечения, обеспечивающего исполнение Соответствующих паритетных хеджированных обязательств, *при условии*, что каждая сторона таких Соответствующих паритетных хеджированных обязательств заключит Соглашение между кредиторами; и
- (4) Обременение в отношении Обеспечения, которое описано в подпункте (3) или подпункте (18) определения выражения «Разрешенное обременение» и которое, в каждом таком случае, не помешает существенным образом способности Агента по обеспечению принудительно осуществлять свои права по Обеспечению.

«Разрешенный держатель» означает Фрэнка Монстри и любых его Связанных сторон. Любое лицо,

приобретение которым бенефициарного права представляет собой Смену контроля, в связи с которой было направлено и урегулировано Предложение в связи со сменой контроля в соответствии с требованиями Соглашения, после этого совместно с его Связанными сторонами будет представлять собой дополнительного Разрешенного держателя.

«Разрешенная инвестиция» означает любую Инвестицию Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании в:

- (1) Эмитента, Холдинговую компанию или любого Гаранта;
- (2) другое Лицо, основной деятельностью которого является Нефтегазовый бизнес, если в результате такой Инвестиции такого иное Лицо становится Гарантом или осуществляет слияние или объединение с Эмитентом или каким-либо Гарантом или передает или перечисляет все или практически все свои активы Эмитенту или любой Гаранту, и, в каждом таком случае, любую Инвестицию, принадлежащую такой Лицу, *при условии*, что такая Инвестиция не была приобретена таким Лицом ввиду такого приобретения, слияния, объединения или передачи;
- (3) деньги и Денежные эквиваленты;
- (4) дебиторскую задолженность, причитающуюся Холдинговой компании или любой Ограниченной компании, созданную или приобретенную в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности и подлежащую уплате или погашению в соответствии с обычными торговыми условиями, *при условии, однако*, что такие торговые условия могут включать такие льготные торговые условия, которые Холдинговая компания или любая такая Ограниченная дочерняя компания сочтут разумными в сложившихся обстоятельствах;
- (5) выплаты заработной платы, комиссионные, командировочные выплаты, выплаты, связанные с перемещением работников, и подобные выплаты для покрытия вопросов, которые, как ожидается на момент осуществления таких выплат, в конце концов будут считаться расходами для учетных целей и которые производятся в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности;
- (6) займы и выплаты в пользу работников или должностных лиц Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании или членов Совета директоров Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании, *при условии*, что размер таких непогашенных займов и выплат в каждый отдельный момент времени не превышает в совокупности 5 миллионов долларов США;
- (7) Акционерный капитал, обязательства или ценные бумаги, полученные в погашение долгов, (х) созданных в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности и причитающихся в пользу Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании или во исполнение вынесенных судебных решений или (у) предусмотренных в соответствии с любым планом реорганизации или подобным соглашением, достигнутым в ходе процедур банкротства или несостоятельности;
- (8) Инвестиции, осуществленные в результате получения встречного предоставления в неденежной форме от любого Отчуждения активов, произведенного в соответствии с односторонним обязательством, описанным под заголовком «Некоторые односторонние обязательства—Ограничения в отношении продажи активов и акций Дочерних компаний»;
- (9) Инвестиции, существующие на Дату выпуска;
- (10) Инвестиции, представленные Хеджинговыми обязательствами, которые были приняты на себя не в спекулятивных целях;
- (11) Гарантии, выпущенные в соответствии с односторонним обязательством, описанным под заголовком «Некоторые односторонние обязательства—Ограничения в отношении Задолженности»;
- (12) Разрешенные коммерческие инвестиции;
- (13) любое Лицо, если такая Инвестиция была приобретена Холдинговой компанией или любой ее Ограниченной дочерней компанией (а) в обмен на любую другую Инвестицию или дебиторскую

задолженность, принадлежащую Холдинговой компании или любой такой Ограниченной дочерней компании в связи с банкротством, финансовым оздоровлением, реорганизацией или рекапитализацией эмитента такой другой Инвестиции или дебиторской задолженности или вследствие банкротства, финансового оздоровления, реорганизации или рекапитализации эмитента такой другой Инвестиции или дебиторской задолженности, или (b) вследствие обращения взыскания Холдинговой компанией или любой его Ограниченной дочерней компанией в отношении любой обеспеченной Инвестиции или иной передачи права собственности на любую обеспеченную Инвестицию в связи с неисполнением обязательств;

- (14) любое Лицо, если такая Инвестиция состоит из предоплаченных расходов, оборотных инструментов, имеющих в распоряжении для взыскания и аренды, депозитов на оплату коммунальных услуг, депозитов на выплату компенсаций работникам, депозитов в обеспечение исполнения обязательств подрядчиков или иных подобных депозитов, осуществленных Холдинговой компанией или любой Ограниченной дочерней компанией в рамках обычной хозяйственной деятельности;
- (15) Гарантии выполнения обязательств или иные обязательства (помимо Задолженности), возникающие в рамках обычного осуществления Нефтегазового бизнеса, включая обязательства в связи с разведкой нефтегазовых месторождений, освоением, совместной эксплуатацией и связанные договоры и лицензии, концессии или операционную аренду, которые связаны с Нефтегазовым бизнесом;
- (16) приобретения активов, Акционерного капитала или иных ценных бумаг Холдинговой компанией или любой Ограниченной дочерней компанией в обмен на встречное предоставление, состоящее из Акционерного капитала (кроме Исключенного капитала) Холдинговой компании;
- (17) Инвестиции, покупку или выкуп (a) Облигаций или (b) в связи с Заменой ТОО Жаикмунай Займа выреченных средств;
- (18) выплаты или возмещения в пользу работников в связи с расходами на переезды, представительскими расходами и командировочными расходами, личными и подобными расходами, понесенными в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности Холдинговой компании, любой Ограниченной дочерней компании или Генерального партнера; и
- (19) Инвестиции Холдинговой компании или любой ее Ограниченной дочерней компании, вместе со всеми иными Инвестициями в соответствии с настоящим подпунктом (19), если их совокупная непогашенная сумма на момент осуществления таких Инвестиции не превышает 10 миллионов долларов США, при условии, что, если какая-либо Инвестиция осуществляется в соответствии с настоящим подпунктом (19) в какое-либо Лицо, которое не является Ограниченной дочерней компанией, и такое Лицо впоследствии становится Ограниченной дочерней компанией или впоследствии будет отнесено к категории Ограниченных дочерних компаний, в соответствии с определением термина «Неограниченная дочерняя компания», то такая Инвестиция (в зависимости от обстоятельств) после этого будет считаться произведенной в соответствии с подпунктом (2) настоящего определения термина «Разрешенная инвестиция», а не в соответствии с настоящим подпунктом.

«Разрешенные обременения» означает, в отношении любого Лица:

- (1) залоги или депозиты, созданные таким Лицом в соответствии с законодательством о выплате компенсаций работникам, законодательством о страховых выплатах на случай безработицы, законодательством о социальном страховании или пенсионном обеспечении или подобным законодательством, или добросовестные депозиты в связи с заявками на участие в торгах, проведением конкурсов, обязательствами (кроме как в отношении уплаты Задолженности) или договорами аренды, стороной которых является такое Лицо, или депозиты (которые могут быть обеспечены каким-либо Обременением) для обеспечения публичных или установленных законом обязательств такого Лица, в том числе по аккредитивам и банковским гарантиям, которые требуются или запрашиваются каким-либо правительством или его подразделением, департаментом, ведомством, учреждением или органом любого вышеуказанного субъекта в связи с любым контрактом или законом (включая обязательства арендатора или оператора по законам, нормативным актам, контрактам или актам, относящимся к регулированию вопросов, связанных с владением на праве собственности, разведкой и добычей нефти, природного газа, иных углеводородов и полезных ископаемых), или депозиты денежных средств или Денежных эквивалентов для обеспечения исполнения обязательств по возмещению убытков или обязательств

по финансовому оздоровлению, поручительству, гарантии возмещения убытков противной стороны в случае неудовлетворения апелляции или иных подобных гарантий, стороной которых является такое Лицо, или депозиты, предоставленные в качестве обеспечения уплаты оспариваемых налогов, импортных или таможенных пошлин или арендной платы, в каждом случае Принятые на себя в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности;

- (2) установленные законом и договором Обременения в отношении арендодателей и Обременения, предусмотренные законом, включая Обременения перевозчиков, владельцев складов, поставщиков материалов для производственного оборудования и ремонтников, в каждом случае на суммы, которые еще не являются просроченными или добросовестно оспариваемыми в рамках установленных процедур, если в отношении них были созданы резервы или иных необходимые запасы (если имеются) в соответствии с требованиями ОПБУ;
- (3) Обременения в отношении налогов, начислений или иных государственных сборов или требований, которые еще не являются просроченными или добросовестно оспариваемыми в рамках установленных процедур, при условии, что в отношении них были созданы резервы (если имеются) в соответствии с требованиями ОПБУ;
- (4) Обременения в пользу эмитентов поручительств, гарантий исполнения обязательств, аккредитивов или банковских акцептов, выданных по запросу или в интересах такого Лица в ходе осуществления его обычной хозяйственной деятельности, *при условии, однако*, что такие аккредитивы не представляют собой Задолженности;
- (5) исключения, установленные в актах осмотра недвижимого имущества, обременения, права аренды земельных участков, права проходы или изъятия, права третьих лиц, лицензии, права проезда, права на прокладку канализационных труб, линий электропередач, телеграфных и телефонных линий и для иных подобных целей, ограничения, связанные с зонированием, градостроительными нормами, или иные ограничения (включая, помимо прочего, небольшие недостатки или неправильное оформление права собственности или подобные обременения) в отношении использования объектов недвижимого имущества, или Обременения, связанные с ведением хозяйственной деятельности такого Лица или с владением им на праве собственности его имуществом, которые в совокупности на оказывают существенного неблагоприятного влияния на стоимость активов такого Лица и его Ограниченных дочерних компаний в целом или которые не ущемляют существенным образом его использования в ходе ведения хозяйственной деятельности такого Лица и его Ограниченных дочерних компаний в целом;
- (6) Обременения, обеспечивающие исполнение Хеджированных обязательств, которые были приняты на себя не в спекулятивных целях;
- (7) аренду, лицензии, субаренду и сублицензии активов (включая, помимо прочего, недвижимое имущество и права интеллектуальной собственности), которые осуществляются в рамках обычной хозяйственной деятельности Холдинговой компании или любой ее Ограниченной дочерней компании;
- (8) Обременения, созданные до вынесения решения суда, и Обременения, созданные во исполнение решения суда, которые не являются основанием для возникновения какого-либо Случая неисполнения обязательств, если соответствующие судебные разбирательства, которые могли быть должным образом инициированы для судебной проверки таких решений, не были окончательным образом прекращены или если срок, в течение которого такие разбирательства могут быть инициированы, не истек;
- (9) Обременения для целей обеспечения уплаты всей или части цены приобретения, аренды, улучшений, строительства, ремонта или дополнений активов или имущества, приобретенных или построенных в рамках осуществления обычной хозяйственной деятельности, или для целей обеспечения погашения Обязательств по капитализированной аренде, обязательств по уплате покупной стоимости или иных платежных обязательств, Принятых на себя для финансирования приобретения, аренды, улучшений, строительства, ремонта или дополнений активов или имущества, приобретенных или построенных в рамках осуществления обычной хозяйственной деятельности, *при условии, что:*
 - (a) совокупная основная сумма долга по Задолженности, обеспеченной таким Обременением, может быть Принята по иным основаниям в соответствии с Соглашением и не превышает

суммы затрат на активы или имущество, которые являются предметом такого приобретения, аренды, улучшений, строительства, ремонта или дополнения; и

- (b) такое Обременение создано не позднее, чем через 90 дней после такого приобретения, аренды, улучшений, строительства, ремонта или дополнения или после начала полной эксплуатации таких активов или имущества, являющихся предметом такого Обременения (в зависимости от того, что наступит позднее), и не распространяется на иные активы или имущество Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании, кроме таких активов или имущества и активов, представляющих собой их принадлежность;
- (10) Обременения, возникающие исключительно в силу любых положений закона или общего права, касающихся банковских Обременений, прав неттинга или зачета или подобных прав и средств защиты в отношении депозитных счетов или иных средств, переданных любому учреждению, принимающему вклады, *при условии*, что:
 - (a) такой депозитный счет не является специальным счетом денежного обеспечения; и
 - (b) такой депозитный счет не предназначен Холдинговой компанией или любой Ограниченной дочерней компанией для предоставления обеспечения соответствующему учреждению, принимающему вклады;
- (11) Обременения, возникающие в связи с подачей предусмотренных законом заявлений (или подобных заявлений в иных применимых юрисдикциях) относительно краткосрочных договоров аренды, заключенных Холдинговой компанией и ее Ограниченными дочерними компаниями в ходе осуществления обычной хозяйственной деятельности;
- (12) Обременения, существующие на Дату выпуска;
- (13) Обременения в отношении имущества или акций в составе Акционерного капитала другого Лица на тот момент, когда такое другое Лицо становится Дочерней компанией такого Лица, *при условии*, однако, что такие Обременения не были созданы или Приняты на себя в связи с тем или ввиду того, что такое другое Лицо становится Дочерней компанией, *а также при условии*, что любое такое Обременение не может распространяться на какое-либо иное имущество, принадлежащее Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании (кроме активов или имущества, которые являются их принадлежностью);
- (14) Обременения в отношении имущества на момент приобретения Холдинговой компанией или любой ее Дочерней компанией такого имущества, включая любое приобретение посредством слияния или объединения с Холдинговой компанией или любой его Дочерней компанией, *при условии*, однако, что такие Обременения не были созданы или Приняты на себя в связи с тем или ввиду того, что состоялось такое приобретение, *а также при условии*, что любое такое Обременение не может распространяться на какое-либо иное имущество, принадлежащее Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании (кроме активов или имущества, которые являются их принадлежностью);
- (15) Обременения, обеспечивающие Задолженность или иные обязательства любой Ограниченной дочерней компании, подлежащие уплате или погашению в пользу Холдинговой компании или какого-либо Гаранта;
- (16) Обременения, обеспечивающие выполнение обязательств по Облигациям, Гаранциям по облигациям и иные обязательства по Соглашению;
- (17) Обременения, обеспечивающие Задолженность по рефинансированию, Принятую на себя для рефинансирования Задолженности, которая ранее была таким образом обеспечена, *при условии*, что любое такое Обременение ограничено всем или частью того же имущества или активов (включая улучшения, дополнения, вырученные средства, дивиденды или формы распределения в отношении них), которые обеспечивали (или в соответствии с письменными соглашениями, по которым возникло первоначальное Обременение, могли обеспечивать) погашение рефинансируемой Задолженности, или было создано в отношении имущества или активов, которые являются обеспечением любого Разрешенного обременения по Соглашению;
- (18) Обременения, которые возникают в силу закона или требуются законом;

- (19) Обременения, обеспечивающие Задолженность, основная непогашенная сумма долга по которой на любой отдельный момент времени, вместе со всей иной Задолженностью, обеспеченной Обременениями, Принятыми на себя в соответствии с настоящим подпунктом (19), не превышает 5 миллионов долларов США;
- (20) Обременения в пользу Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании;
- (21) депозиты, созданные в рамках осуществления обычной хозяйственной деятельности для обеспечения исполнения обязательств перед страховщиками;
- (22) Обременения в пользу таможенных и налоговых органов, возникающие в силу закона, для обеспечения уплаты таможенных пошлин в связи с импортом товаров в рамках осуществления обычной хозяйственной деятельности;
- (23) Обременения, которые считаются существующими в связи с Инвестициями в договоры выкупа, разрешенные в положениями, описанными под заголовком «Некоторые односторонние обязательства—Ограничения в отношении Задолженности», *при условии*, что такие Обременения не распространяются на какие-либо активы, помимо тех, которые являются предметом такого договора выкупа;
- (24) Обременения, созданные в отношении обычных разумных первоначальных депозитов и залоговых депозитов, и подобные Обременения, созданные в отношении торговой задолженности или иной задолженности по брокерским счетам, созданной в рамках осуществления обычной хозяйственной деятельности и не в спекулятивных целях;
- (25) любые (а) полномочия или права арендодателя или второстепенного арендодателя по любому договору аренды, права удержания в отношении нефти, газа или иных Углеводородов, полезных ископаемых, права аренды в обмен на уплату премий, роялти или рентных платежей и в обмен на исполнение условий таких договоров аренды, (b) ограничения или обременения, которые могут распространяться на полномочия или права такого арендодателя или второстепенного арендодателя (включая, помимо прочего, права аренды земельных участков или иных предыдущие права аренды арендуемых помещений, залоги, права удержания поставщиков материалов для производственного оборудования, права удержания налоговых органов и права прохода), или (c) подчинение таких полномочий арендатора или субарендатора по таким права аренды любым ограничениям или обременениям, указанным в вышеуказанном подпункте (b);
- (26) Обременения (помимо Обременений, обеспечивающих Задолженность) в отношении активов для обеспечения уплаты всех или части затрат, понесенных в рамках ведения Нефтегазового бизнеса в обычном порядке с целью разведки, бурения, освоения, добычи, обработки, транспортировки, реализации, хранения или эксплуатации таких активов;
- (27) Обременения в отношении отдельных предметов материально-производственных запасов или иных товаров и средств любого Лица, обеспечивающие обязательства такого Лица в отношении банковский акцептов, выпущенных или созданных в интересах такого Лица для способствования покупке, отгрузке или хранению таких материально-производственных запасов или иных товаров;
- (28) Обременения в отношении имущества или активов в процессе строительства (и связанных прав) в пользу подрядчика или девелопера или Обременения, возникающие в результате выполнения работ или осуществления частичных платежей любым третьим лицом в отношении такого имущества или активов, в каждом случае в связи с обязательствами, а не Задолженностью;
- (29) Обременения для обеспечения исполнения установленных законом обязательств, торговых контрактов, обязательств по страхованию, обязательств по поручительству или гарантий возмещения убытков противной стороны в случае неудовлетворения апелляции, обязательств по выплате компенсаций работникам, пенсионных обязательств, гарантий исполнения обязательств или иных обязательств подобного характера, возникших в рамках осуществления обычной хозяйственной деятельности (включая Обременения для обеспечения аккредитивов, выпущенных для обеспечения исполнения таких обязательств);
- (30) Обременения в отношении денежных средств, перечисленных на счет эскроу в соответствии с любым соглашением об отсрочке уплаты покупной цены в рамках любого разрешенного отчуждения Холдинговой компанией или любой Ограниченной дочерней компанией, при условии,

что денежные средства, уплаченные на такой счет эскроу в связи с любым отчуждением, будут представлять не более 5,0% чистых средств, вырученных от такого отчуждения;

- (31) Обременения в отношении денежных средств, Денежных эквивалентов или иного имущества, возникающие в связи с аннулированием, погашением или уплатой Задолженности;
- (32) Обременения, возникающие в связи с соглашениями об условной продаже, удержании правового титула, отгрузке или подобными соглашениями о продаже товаров, заключенными в рамках осуществления обычной хозяйственной деятельности или в рамках осуществления торговой деятельности на стандартных или обычных условиях контрагента;
- (33) Обременения для целей обеспечения уплаты всей или части цены покупки УПГ-3 или Обязательства по капитализированной аренде, обязательства по уплате покупной цены или иную Задолженность или иные платежи, в каждом таком случае Принятые на себя для финансирования приобретения, аренды, улучшения, строительства, ремонта или дополнения УПГ-3, *при условии*, что:
 - (a) совокупная сумма основного долга по Задолженности, обеспеченной такими Обременениями, по иным основаниям может быть Принята на себя в соответствии с первым пунктом одностороннего обязательства, описанного под заголовком «Некоторые односторонние обязательства—Ограничения в отношении Задолженности», и не превышает стоимости УПГ-3;
 - (b) ни Холдинговая компания, ни какая-либо Ограниченная дочерняя компания Холдинговой компании не предоставляет никакой Гарантии или кредитной поддержки какого-либо рода (включая любое обязательство, гарантию, гарантию возмещения убытков, соглашение или документ, которые представляли бы Задолженность) в отношении любой Задолженности, обеспеченной такими Обременениями, и не несет ответственности ни прямо, ни косвенно (в качестве гаранта или в каком-либо ином качестве) в отношении любой Задолженности, обеспеченной такими Обременениями;
 - (c) в соответствии с условиями Задолженности, обеспеченной такими Обременениями, прямо предусмотрено отсутствие права обращаться с взысканием на любые активы Холдинговой компании или ее Ограниченных дочерних компаний (кроме УПГ-3 и любых активов, являющихся принадлежностью УПГ-3, и любых Углеводородов, получаемых на УПГ-3); и
 - (d) такие Обременения были созданы не позднее, чем через 90 дней после такого приобретения, аренды, улучшений, строительства, ремонта или дополнения или после начала полной эксплуатации УПГ-3, и не распространяются на иные активы или имущество Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании (кроме УПГ-3 и любых активов, представляющих собой принадлежность УПГ-3, и любых Углеводородов, получаемых на УПГ-3);
- (34) Обременения, обеспечивающие Задолженность, представленную (i) Кредитами для целей предварительного финансирования определенных объемов экспорта, которые представляют собой единственное обеспечение под такую Задолженность, и/или (ii) Кредитами торгового финансирования для целей покупки, продажи и/или реализации сырой нефти, газа и нефтепродуктов, *при условии*, что, в случае подпункта (ii), окончательная дата погашения по каждому займу по любому такому кредиту будет наступать не позднее 180 дней после даты получения такого займа, а также при условии, что, в случае обоих подпунктов (i) и (ii), совокупная непогашенная основная сумма долга по Задолженности, обеспеченной такими Обременениями, не превышает 50 миллионов долларов США; и
- (35) любое Разрешенное обременение в отношении обеспечения.

В каждом вышеуказанном случае, невзирая на любые установленные ограничения в отношении активов, которые могут быть предметом такого Обременения, любое Разрешенное обременение в отношении определенного актива или группы или типа активов может включать Обременения в отношении всех улучшений, дополнений и присоединений к ним, а также все продукты и средства, полученные от них (включая дивиденды, распределение прибыли и увеличение их стоимости).

«Лицо» означает любое физическое лицо, корпорацию, товарищество (партнерство), совместное предприятие, объединение, акционерную(ое) компанию (общество), траст (фонд), организацию без прав

юридического лица, компанию (общество) с ограниченной ответственностью, правительство или любой его орган или политическое подразделение или любую иную организацию.

«Привилегированный капитал», применительно к Акционерному капиталу любого Лица, означает Акционерный капитал любого класса или классов (вне зависимости от их обозначения), который предоставляет преимущества владельцам Акционерного капитала такого класса или классов при уплате дивидендов или распределении активов при добровольной или принудительной ликвидации или прекращении деятельности такого юридического лица по сравнению с акциями такого Лица в составе Акционерного капитала любого другого класса.

«Заем вырученных средств» означает датированный Датой выпуска заем, предоставляемый Эмитентом в пользу ТОО Жаикмунай на основную сумму, равную совокупной сумме средств, вырученных от выпуска Облигаций.

«Договор займа вырученных средств» означает договор займа средств, вырученных от размещения облигаций, датированный Датой выпуска, заключенный между Эмитентом (в качестве займодавца) и ТОО Жаикмунай (в качестве заемщика) в отношении Займа вырученных средств.

«Рефинансирующая задолженность» означает Задолженность, которая Принята на себя для рефинансирования, замены, обмена, возобновления, продления, досрочного погашения, погашения или аннулирования (в том числе на основании любого механизма аннулирования или погашения) (совместно слова «рефинансировать», «рефинансирует» и «рефинансированный» имеют соответствующие значения) любой Задолженности (исключая Задолженность любой Ограниченной дочерней компании, которая не является Гарантом или Эмитентом, для рефинансирования Задолженности Эмитента или Гаранта), включая Задолженность, которая рефинансирует Рефинансирующую задолженность, *при условии, однако, что:*

- (1) (a) если Установленная дата погашения Рефинансируемой Задолженности наступает до Установленной даты погашения по Облигациям, то соответствующая Рефинансирующая задолженность имеет Установленную дату погашения, наступающую не ранее Установленной даты погашения рефинансируемой Задолженности, или (b) если Установленная дата погашения рефинансируемой Задолженности наступает после Установленной даты погашения по Облигациям, то соответствующая Рефинансирующая задолженность имеет Установленную дату погашения, наступающую не ранее, чем через шесть месяцев после Установленной даты погашения по Облигациям;
- (2) Средний срок действия Рефинансирующей задолженности на момент Принятия такой Рефинансирующей задолженности составляет не менее Среднего срока действия рефинансируемой Задолженности;
- (3) совокупная основная сумма долга по такой Рефинансирующей задолженности при ее Принятии на себя (или, если она выпускается с первоначальным эмиссионным дисконтом, совокупная стоимость выпуска такой Рефинансирующей задолженности) составляет не более непогашенной на тот момент совокупной основной суммы долга по рефинансируемой Задолженности (или, если она выпускается с первоначальным эмиссионным дисконтом, совокупной наращенной стоимости) (с учетом, без двойного учета, любой дополнительной Задолженности, Принятой для оплаты процентов, премий или затрат на аннулирование, предусмотренных документами, регулирующими такую существующую Задолженность, которая рефинансируется, а также комиссий и расходов, понесенных в связи с ними); и
- (4) если права требования по Рефинансируемой Задолженности субординированы по отношению к правам требования по Облигациям или Гарантии по облигациям, то условия субординирования прав требования по такой Рефинансирующей задолженности по отношению к правам требования по Облигациям или Гарантии по облигациям будут не менее выгодными для соответствующих держателей, нежели условия, предусмотренные документацией, регулирующей соответствующую Рефинансируемую Задолженность.

«Связанные стороны» означает, в отношении любого Лица:

- (1) супруга(у) такого Лица; или
- (2) любой траст (фонд), корпорацию, товарищество (партнерство), компанию (общество) с ограниченной ответственностью или иную организацию, бенефициары, акционеры, партнеры,

участники, собственники или Лица, прямо или косвенно владеющие на праве бенефициарной собственности 95% или более Акционерного капитала (включая Голосующий капитал) которой(ого) состоят исключительно из такого Лица и/или таких иных Лиц, которые указаны в предыдущем подпункте (1).

«Запрещенная инвестиция» означает любую Инвестицию, помимо любой Разрешенной инвестиции.

«Ограниченная дочерняя компания» означает любую Дочернюю компанию Холдинговой компании, которая не является Неограниченной дочерней компанией.

«S&P» означает Standard & Poor's Rating Service, подразделение корпорации The McGraw-Hill Companies, Inc., или любого правопреемника ее рейтингового бизнеса.

«Сделка продажи с обратной арендой» означает соглашение, касающееся имущества, в настоящее время принадлежащего Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании или приобретенного Холдинговой компанией или любой Ограниченной дочерней компанией после даты настоящего документа, в соответствии с которым Холдинговая компания или Ограниченная дочерняя компания передает такое имущество какому-либо Лицу и затем Холдинговая компания или Ограниченная дочерняя компания арендует такое имущество у такого Лица.

«Комиссия по ценным бумагам» означает Комиссию по ценным бумагам и биржам США.

«Закон о ценных бумагах» означает Закон США «О ценных бумагах» 1933 года (с изменениями), а также правила и нормативные акты Комиссии по ценным бумагам, принятые в соответствии с указанным законом.

«Документы обеспечения» означает договоры залога акций Эмитента и компании Frans van der Schoot B.V. и договор залога прав по Займу вырученных средств, в каждом случае заключенные в интересах Агента по обеспечению, Доверительного управляющего и держателей Облигаций и датированные Датой выпуска.

«Существенная дочерняя компания» означает любую Ограниченную дочернюю компанию, которая являлась бы «Существенной дочерней компанией» Холдинговой компании в значении Правила 1-02 по Положению S-X, принятому Комиссией по ценным бумагам, в редакции, действующей на Дату выпуска, в любом случае включая Гарантов.

«Установленная дата погашения» означает, в отношении любой ценной бумаги, дату, указанную в такой ценной бумаге в качестве фиксированной даты, в которую подлежит уплате и погашению основная сумма долга по такой ценной бумаге, в том числе в соответствии с любым положением об обязательном погашении, не включая, однако, какие-либо условные обязательства по возврату, выкупу или погашению любой такой основной суммы долга до даты, первоначально запланированной для ее уплаты.

«Субординированное обязательство» означает любую Задолженность Эмитента (будь то непогашенную на Дату выпуска или Принятую после такой даты), права требования по которой прямо субординированы по отношению к правам требования по Облигациям на основании письменного соглашения.

«Дочерняя компания» любого Лица означает (а) любую корпорацию, объединение или иную коммерческую организацию (кроме партнерства (товарищества), совместного предприятия, компании (общества) с ограниченной ответственностью или подобной организации), более 50% от общего числа голосующих акций в составе Акционерного капитала которой (предоставляющих право (без учета каких-либо условий) голосовать при избрании директоров, управляющих или доверительных управляющих такой корпорации, объединения или иной коммерческой организации (или Лиц, осуществляющих подобные функции)) или (б) любое партнерство (товарищество), совместное предприятие, компанию (общество) с ограниченной ответственностью или подобную организацию, более 50% паев, долей участия, совокупных акционерных прав и прав голоса или общих или ограниченных паев (в зависимости от обстоятельств) которых, в случае подпунктов (а) и (б), на соответствующий момент времени принадлежат или контролируются прямо или косвенно (1) таким Лицом, (2) таким Лицом и одной или несколькими Дочерними компаниями такого Лица или (3) одной или несколькими Дочерними компаниями такого Лица. Если в Соглашении не указано иное, каждая ссылка на Дочернюю компанию (кроме как в настоящем определении) будет означать Дочернюю компанию Холдинговой компании.

«Гаранты-дочерние компании» означает Frans van der Schoot B.V., Claydon Industrial Limited, Jubilata Investments Limited, ТОО Конденсат-Холдинг и ТОО Жаикмунай, а также любую иную Ограниченную дочернюю компанию Холдинговой компании, предоставляющей Гарантию по Облигациям в соответствии с

односторонним обязательством, описанным под заголовками «Некоторые односторонние обязательства — Будущие гарантии-дочерние компании» или «Некоторые односторонние обязательства — Замена».

«Совокупные чистые активы» означает консолидированные совокупные чистые активы Холдинговой компании и ее Ограниченных дочерних компаний в соответствии с данными последнего консолидированного баланса (не включая примечания к нему) Холдинговой компании.

«Совокупные паритетные обязательства» означает совокупные Паритетные обязательства и Хеджинговые убытки, относимые на счет держателей Соответствующих паритетных хеджинговых обязательств, в каждом таком случае по состоянию на дату соответствующего определения.

«Неограниченная дочерняя компания» означает:

- (1) любую Дочернюю компанию Холдинговой компании, которая на момент соответствующего определения будет указана в качестве Неограниченной дочерней компании Советом директоров Холдинговой компании в указанном ниже порядке; и
- (2) любую Дочернюю компанию любой Неограниченной дочерней компании.

Совет директоров Холдинговой компании может указать любую Дочернюю компанию Холдинговой компании (в том числе любую вновь приобретенную или вновь учрежденную Дочернюю компанию или любое Лицо, которое становится Дочерней компанией в результате слияния или объединения с какой-либо Дочерней компанией или в результате осуществления Инвестиции в нее) в качестве Неограниченной дочерней компании только в том случае, если:

- (1) такая Дочерняя компания или любая ее Дочерняя компания не владеет на праве собственности каким-либо Акционерным капиталом или Задолженностью любой иной Дочерней компании Холдинговой компании, которая не является Дочерней компании той Дочерней компании, которая должна быть указана в качестве Неограниченной дочерней компании или которая по иным основаниям является Неограниченной дочерней компанией, а также такая Дочерняя компания или любая ее Дочерняя компания не имеет каких-либо Инвестиций и не имеет в собственности или в своем владении какого-либо Обременения в отношении любого имущества любой такой иной Дочерней компании Холдинговой компании, которая не является Дочерней компании той Дочерней компании, которая должна быть указана в качестве Неограниченной дочерней компании или которая по иным основаниям является Неограниченной дочерней компанией;
- (2) вся Задолженность такой Дочерней компании и ее Дочерних компаний состоит по состоянию на дату такого указания и будет состоять после такой даты из Долга без права регресса;
- (3) по состоянию на дату такого указания такое указание и Инвестиция Холдинговой компании или любой Ограниченной дочерней компании в такую Дочернюю компанию соответствуют требованиям положений, приведенных под заголовком «Некоторые односторонние обязательства — Ограничение в отношении Запрещенных платежей»;
- (4) такая Дочерняя компания является Лицом, в отношении которого ни Холдинговая компания, ни какая-либо ее Ограниченная дочерняя компания не имеет никаких прямых или косвенных обязательств:
 - (a) по подписке на дополнительный Акционерный капитал такого Лица; или
 - (b) по поддержанию или сохранению финансового состояния такого Лица или по обеспечению того, чтобы такое Лицо достигло каких-либо установленных показателей деятельности; и
- (5) по состоянию на дату, в которую такая Дочерняя компания будет указана в качестве Неограниченной дочерней компании, такая Дочерняя компания не будет являться стороной какого-либо договора, контракта, соглашения или договоренности с Холдинговой компанией или любой Ограниченной дочерней компанией, условия которого(ой) будут существенно менее выгодными для Холдинговой компании, нежели те условия, которые могли бы быть согласованы с Лицами, которые не являются Аффилированными лицами Холдинговой компании.

Невзирая на какие-либо положения об обратном, ни Эмитент (или какой-либо его правопреемник), ни ТОО Жаикмунай не могут быть указаны в качестве Неограниченных дочерних компаний.

Любое такое указание со стороны Совета директоров Холдинговой компании должно быть подтверждено Доверительному управляющему посредством предоставления Доверительному управляющему решения Совета директоров Холдинговой компании о таком указании, а также Сертификата должностного лица, подтверждающего, что такое указание соответствует вышеуказанным условиям. Если в какой-либо момент времени какая-либо Неограниченная дочерняя компания перестанет отвечать вышеуказанным требованиям в отношении Неограниченных дочерних компаний, она перестанет являться Неограниченной дочерней компанией для целей Соглашения, и любая Задолженность такой Дочерней компании будет считаться Принятой начиная с такой даты.

Совет директоров Холдинговой компании может указать, что любая Неограниченная дочерняя компания является Ограниченной дочерней компанией, *при условии*, что незамедлительно после принятия такого решения не произойдет и не будет действовать никакой Случай неисполнения обязательств и что никакой такой Случай неисполнения обязательств не возникнет вследствие принятия такого решения, а также при условии, что Холдинговая компания будет способна Принять на себя, по крайней мере, еще 1,00 доллар дополнительной Задолженности в соответствии с первым пунктом одностороннего обязательства, описанного под заголовком «Некоторые односторонние обязательства – Ограничение в отношении Задолженности», на номинальной основе после того, как будут учтены последствия отнесения такой Дочерней компании к категории Ограниченных дочерних компаний.

«Голосующий капитал» какой-либо организации означает все классы Акционерного капитала такой организации, которые на тот момент времени являются непогашенными и которые обычно предоставляют (без учета выполнения какого-либо условия) право голосовать при выборе членов Совета директоров такой организации.

«100%-ная Дочерняя компания» означает любую Ограниченную дочернюю компанию, весь Акционерный капитал которой (кроме специальных акций директоров или Акционерного капитала Ограниченных дочерних компаний, который должен принадлежать третьим лицам в соответствии с требованиями применимого законодательства) принадлежит Холдинговой компании или другой 100%-ной Дочерней компании.

БЕЗДОКУМЕНТАРНЫЙ УЧЕТ, ПЕРЕДАЧА И ФОРМА

Общие положения

Первоначально Облигации должны быть представлены двумя Облигациями в глобальной форме, которые вместе составляют совокупную основную сумму Облигаций (в случае продажи Облигаций в соответствии с Правилем 144А по Закону о ценных бумагах, «Глобальная облигация по Правилу 144А» и, в случае продажи Облигаций в соответствии с Положением S по Закону о ценных бумагах, «Глобальная облигация по Положению S»). После выпуска, Глобальная облигация по Правилу 144А и Глобальная облигация по Положению S (вместе - «Глобальные облигации») размещаются у Доверительного управляющего и регистрируются на имя Cede & Co., являющейся номинальным держателем от DTC. Кроме установленных ниже случаев, зарегистрированное право на Глобальную облигацию может быть передано, как частично, так и целиком, только другому номинальному держателю от DTC или преемнику DTC или ее номинального держателя.

Облигации выпускаются только в зарегистрированной форме минимальным номиналом 150000 долларов США или большим номиналом, кратным 1000 долларов США. Облигации выпускаются в дату выпуска только по факту оплаты средствами, незамедлительно доступными для распоряжения.

Инвесторы, которые представляют собой квалифицированных институциональных покупателей (по определению Правила 144А по Закону о ценных бумагах) и которые покупают Облигации в соответствии с Правилем 144А по Закону о ценных бумагах, могут владеть своими правами на Глобальную облигацию по Правилу 144А напрямую через DTC, если они являются участниками DTC («Участники»), или косвенно через организации, которые являются участниками DTC («Косвенные участники»).

Инвесторы, которые покупают Облигации в рамках оффшорных сделок в соответствии с Положением S по Закону о ценных бумагах, могут владеть своими правами на Глобальную облигацию по Положению S напрямую через Euroclear Bank S.A./N.V., являющуюся оператором Системы Euroclear («Euroclear»), или Clearstream Banking, акционерное общество («Clearstream Banking»), если они являются участниками этих систем, или косвенно через организации, являющиеся участниками таких систем. Инвесторы также могут владеть своими правами на Глобальную облигацию по Положению S через Участников системы DTC, кроме Euroclear и Clearstream Banking. Системы Euroclear и Clearstream Banking являются держателями прав на Глобальную облигацию по Положению S от имени своих участников через их соответствующие депозитарии, которые в свою очередь являются держателями прав на Глобальную облигацию по Положению S, регистрируемых на клиентских счетах ценных бумаг на имя депозитариев в реестрах DTC.

Бенефициарные права в Глобальной Облигации по Правилу 144А могут быть обменены на бенефициарные права в Глобальной Облигации по Положению S в случаях, приведенных ниже. См. «Депозитарные процедуры – Операции обмена между Глобальными Облигациями». В дополнение, передачи бенефициарных прав в Глобальных Облигациях должны проводиться в соответствии с действующими правилами и процедурами DTC и его Участников или его Косвенных Участников (включая, если это возможно, правила и процедуры систем Euroclear и Clearstream Banking), которые время от времени могут изменяться.

Поскольку, Cede & Co., в качестве номинального держателя DTC, является зарегистрированным владельцем Глобальной Облигации, Cede & Co. во всех отношениях (кроме случаев, относящихся к определению Дополнительных Сумм к оплате) должен рассматриваться как единственный держатель этой Глобальной Облигации. Владельцы бенефициарных прав по Глобальной Облигации имеют право на получение сертификатов, зарегистрированных на их имена и на получение физической поставки Облигаций лишь в ограниченном числе случаев, описанных ниже под заголовком «Депозитарные процедуры» и «Обмен Глобальных Облигаций на индивидуальные Облигации».

На Облигации распространяются определенные ограничения по передаче и ограничительные условия, описанные под названием «К сведению инвесторов»

Депозитарные процедуры

Последующее описание операций и процедур DTC, Euroclear и Clearstream Banking приводится исключительно для удобства. Эти операции и процедуры используются исключительно в целях управления соответствующими систем взаиморасчетов и время от времени в них вносятся изменения. Ни мы, ни кто-либо из Гарантов не несет никакой ответственности за эти операции и процедуры и мы и Гаранты советуем инвесторам по этим вопросам связываться с этими системами или их участниками напрямую.

После размещения Глобальных Облигаций, DTC зачисляет на счета Участников, назначенных Первоначальными Покупателями части основной суммы Глобальных Облигаций.

Оплата основной суммы и вознаграждения и процентов, при наличии таковых, по Глобальной Облигации осуществляется в адрес Cede & Co., номинального держателя от DTC, как зарегистрированного владельца Глобальной Облигации, посредством денежного перевода средств, незамедлительно доступных для распоряжения, в соответствующую дату этой оплаты. Ни мы, ни Гаранты, ни Доверительный управляющий, ни какой-либо наш агент не имеет ответственности или обязательства в отношении каких-либо записей, имеющих отношение или платежам, произведенным в счет бенефициарных прав владения в отношении Глобальной Облигации или по ведению, наблюдению или ревизии каких-либо записей в отношении этих бенефициарных прав владения.

Мы были уведомлены DTC, что в отношении оплаты основной суммы и вознаграждения и процентов, при наличии таковых, по Глобальной Облигации, DTC обычно перечисляет на счета Участников в установленный для оплаты день суммы платежей в размерах, пропорциональных соответственно их бенефициарных прав в отношении Облигаций, представленных Глобальной Облигацией, как значится в записях DTC, кроме случаев, когда у DTC имеются основания полагать, что ею не будут получен платеж в день, когда должна быть произведена оплата. Платежи Участников в пользу владельцев бенефициарных прав по Облигациям, представленным Глобальной Облигацией, право владения которой осуществляется через этих Участников, являются ответственностью этих Участников, как на данный момент обстоит дело с ценными бумагами, права владения которыми осуществляется на счетах клиентов, зарегистрированными на имя брокера или другого доверенного лица («стритнейм»). В частности, выплаты владельцам бенефициарных прав в отношении Облигаций, владение которыми осуществляется через системы Euroclear и Clearstream Banking производятся в соответствии с правилами и рабочими процедурами Euroclear и Clearstream Banking.

Передачи между Участниками осуществляются обычным способом в соответствии с правилами DTC и производятся в средствах, незамедлительно доступных для распоряжения. Участники систем Euroclear и Clearstream Banking осуществляют передачи с другими участниками обычным способом в соответствии с правилами и рабочими процедурами Euroclear и Clearstream Banking соответственно. Законы некоторых штатов Соединенных Штатов Америки требуют, чтобы определенное лицо осуществило физическую доставку в конкретной форме ценных бумаг, которыми оно владеет. Следовательно, возможность передачи бенефициарных прав в отношении Глобальных Облигаций этому лицу ограничивается этим фактором. Так как DTC может действовать только от имени Участников, которые в свою очередь действуют от имени Косвенных Участников и определенных банков, возможности лица, владеющего бенефициарными правами в отношении Глобальной Облигации по залогу этих прав лицу или хозяйствующему субъекту, не являющемуся участником системы DTC, или по иному распорядиться этими правами, могут быть ограничены в связи с отсутствием физического сертификата, свидетельствующего о наличии этих прав.

Переводы между биржевыми площадками, производимые Участниками DTC с одной стороны и, прямо или косвенно, через участников системы Euroclear или Clearstream Banking с другой осуществляются DTC в соответствии с правилами DTC от имени системы Euroclear или Clearstream Banking соответственно, его соответствующим депозитарием; однако, эти сделки между биржевыми площадками требуют доставки инструкций системе Euroclear или Clearstream Banking соответственно, выполняемой системным контрагентом в соответствии с его правилами и процедурами и с соблюдением установленных сроков. Система Euroclear или Clearstream Banking соответственно, при условии, что сделка отвечает требованиям по расчетам, доставляет инструкции своему депозитарию для проведения окончательного расчета от его имени путем передачи или получения прав собственности в соответствующей Глобальной Облигации в DTC или путем совершения или принятия платежа в соответствии со стандартными процедурами по расчету средствами «день в день», приемлемыми для DTC. Участники Euroclear и участники Clearstream Banking не вправе передавать инструкции непосредственно депозитариям системы Euroclear или Clearstream Banking.

Из за разницы во времени, на счет ценных бумаг участника системы Euroclear или Clearstream Banking, покупающего право собственности в Глобальной Облигации у Участника DTC, средства поступают в течение дня, когда проводится расчет по ценным бумагам (который должен приходиться на банковский день для системы Euroclear или Clearstream Banking соответственно), следующий непосредственно расчетным днем DTC и факт поступления средств от сделки по распоряжению имущественными правами в отношении Глобальной Облигации, совершенной в течение дня по ее обработке, сообщается соответствующему участнику системы Euroclear или Clearstream Banking в тот же день. Денежные средства, полученные системой Euroclear или Clearstream Banking в результате сделок продаж прав владения Глобальной Облигацией, совершенных участником или посредством участника системы Euroclear или Clearstream Banking Участнику DTC поступают по стоимости на день проведения расчета DTC, но становятся

доступными на соответствующем наличном счете Euroclear или Clearstream Banking только в банковский день, следующий за проведением расчета в DTC.

Ни мы, ни какие-либо Гаранты, ни Доверительный управляющий, ни какой-либо агент кого-либо из нас не несет ответственности за исполнение DTC, Euroclear, Clearstream Banking или их соответствующими участниками своих обязательств в рамках правил и процедур, регулирующих их деятельность. DTC уведомила нас, что она может предпринять какое-либо действие, разрешенное держателю Облигаций (включая, без ограничения, представление Облигаций к обмену, описанное ниже) только по распоряжению одного или более Участников, на чьих счетах в DTC размещены имущественные права по отношению к Глобальной Облигации и только в отношении Облигаций, представленных Глобальной Облигацией, касательно которых этот Участник или Участники отдали эти распоряжения. Однако, при наступлении Случая Неисполнения обязательств по Облигациям, DTC сохраняет за собой право обменять Глобальные Облигации на Облигации на предъявителя, которые она должна будет распределить среди своих Участников.

DTC также уведомила нас, что DTC это узкоспециализированная трастовая компания, образованная в соответствии с законодательством Штата Нью-Йорк, которая является членом Федеральной Резервной Системы, «клиринговая корпорация» в рамках значения, представленного в Едином Коммерческом Кодексе и «клиринговое агентство», зарегистрированная в соответствии с положениями Раздела 17А Закона о торговле. DTC была создана для хранения ценных бумаг своих Участников и для упрощения урегулирования и расчетов по сделкам с ценными бумагами между Участниками посредством внесения изменений в электронные записи регистра о счетах ее Участников, тем самым устраняя необходимость физического перемещения сертификатов. К Участникам относятся брокеры и дилеры по ценным бумагам, банки, трастовые компании и клиринговые корпорации, к ним также могут относиться определенные другие организации, такие как Первоначальные Покупатели. Некоторые из этих Участников (или их представители) совместно с другими субъектами участвуют во владении DTC. Непрямой доступ к системе DTC возможен и другим, например банкам, брокерам, дилерам и трастовым компаниям, которые как напрямую, так и косвенно осуществляют расчеты, поддерживают депозитарные взаимоотношения с Участником.

Хотя мы ожидаем согласия DTC, Euroclear и Clearstream Banking с вышеупомянутыми процедурами для целей упрощения передач прав собственности в отношении Глобальных Облигаций между их участниками, DTC, Euroclear и Clearstream Banking не несут никакой ответственности за исполнение или продолжение исполнения этих процедур, и эти процедуры могут быть упразднены в любое время.

Обмен Глобальных Облигаций на Индивидуальные Облигации

Глобальные Облигации могут быть обменены на индивидуальные Облигации в зарегистрированной форме («**Индивидуальные Облигации**») если:

- (a) DTC уведомит нас, в том, что она не может или не намеревается более функционировать в качестве депозитария Глобальных Обязательств или более не является клиринговым агентством, зарегистрированным в рамках Закона о торговле и, в любом случае если нам после этого в течение 90 с даты, когда было получено это уведомление не удастся назначить другой депозитарий в качестве правопреемника предыдущего;
- (b) мы, по собственному выбору, уведомляем Доверительного управляющего в письменной форме, в том, что мы принимаем решение о выпуске Облигаций на предъявителя.

В любом случае, Индивидуальные Облигации доставляемые в обмен на какую-либо Глобальную Облигацию или бенефициарные имущественные права в ее отношении регистрируются поименно и выпускаются в каком-либо согласованном достоинством, на основании запроса или от имени DTC (в соответствии с ее стандартными процедурами) и имеют ограничительное условие, определяемое в разделе «К сведению инвесторов», если мы не решим по другому, в соответствии с требованиями Соглашения о выпуске облигационного займа.

Так как Облигации размещаются на Люксембургской Фондовой бирже и как того требуют правила этой биржи, в случае передачи или обмена Индивидуальных Облигаций, держатель этих Облигаций может произвести эту передачу или обмен посредством предоставления и возврата этих Облигаций и получения новых Индивидуальных Облигаций в офисе Люксембургского платежного агента, в случае передачи лишь части Индивидуальной Облигации, новая Индивидуальная Облигация в расчете на остаток основной суммы зарегистрированной и не переданной Индивидуальной Облигации доставляется в офис Люксембургского

платежного агента, а в случае любой утери, кражи, порчи или разрушения Индивидуальной Облигации, ее держатель может получить новую Индивидуальную Облигацию у Люксембургского платежного агента.

Обмен Индивидуальных Облигаций на Глобальные Облигации

После выпуска, Индивидуальные Облигации не могут быть обменены или переданы в обмен на бенефициарные имущественные права в отношении Глобальной Облигации, кроме как по введению в действие заявки-оферты на обмен. См. раздел «К сведению инвесторов»

Обмен Индивидуальных Облигаций на Индивидуальные Облигации

После выпуска, Индивидуальные Облигации могут быть обменены или переданы путем представления или возврата этих Индивидуальных Облигаций в офис регистратора с письменным документом о передаче, составленном в форме, приемлемой для этого регистратора, надлежащим образом оформленный держателем Индивидуальных Облигаций или его юристом, уполномоченным должным образом в письменном виде. Если обмениваемые или передаваемые Индивидуальные Облигации имеют ограничительные условия, то этот держатель также должен представить письменный сертификат (в форме, предусмотренной Соглашением о выпуске облигационного займа) с тем, чтобы эта операция обмена или передачи отвечала требованиям соответствующих ограничений по передаче, действующих для этих Облигаций.

Операции обмена между Глобальными Облигациями

Бенефициарные имущественные права по отношению к Глобальной Облигации по Положению S могут быть обменены на бенефициарные имущественные права по отношению к Глобальной Облигации по Правилу 144А в том случае, если такой обмен происходит в связи с передачей Облигаций в соответствии с Правилу 144А и если лицо, их передающее, вначале доставляет Доверительному управляющему письменный сертификат (в форме, предусмотренной Соглашением о выпуске облигационного займа) с тем, чтобы Облигации передавались лицу, которое по разумному заключению передающего лица является квалифицированным институциональным покупателем в рамках толкования этого определения Правилу 144А, покупателю за свой счет или за счет квалифицированного институционального покупателя в рамках сделки, отвечающей требованиям Правила 144А и в соответствии со всеми действующими законами о ценных бумагах Соединенных Штатов Америки и других юрисдикций.

Бенефициарные имущественные права по отношению к Глобальной Облигации по Правилу 144А могут быть переданы лицу, находящемуся на территории Соединенных Штатов Америки и которое принимает поставку в форме имущественного права по отношению к Глобальной Облигации по Положению S, только в том случае, если передающее лицо вначале доставляет Доверительному управляющему письменный сертификат (в форме, предусмотренной Соглашением о выпуске облигационного займа) с тем, чтобы эта передача проводилась в соответствии с Правилу 903 или 904 Положения S.

Передачи, включающие обмен бенефициарного имущественного права по отношению к одной из Глобальных Облигаций на бенефициарное имущественное право по отношению к другой Глобальной Облигации проводятся в DTC посредством инструкции, выпущенной Доверительным управляющим через Размещение на Депозите DTC/Снятие с Депозита в Депозитарной системе. Соответственно, в связи с любой такой передачей производятся перерасчеты, отражающие снижение основной суммы Глобальной Облигации, представляющей передаваемое бенефициарное имущественное право и соответствующее увеличение основной суммы другой Глобальной Облигации. Какое-либо бенефициарное имущественное право по отношению к одной из Глобальных Облигаций, передаваемое лицу, осуществляющему поставку в форме имущественного права по отношению к другой Глобальной Облигации, по окончании передачи перестает являться имущественным отношением по отношению к этой Глобальной Облигации и становится имущественным отношением в другой Глобальной Облигации и, соответственно, впоследствии на него распространяются все ограничения по передаче и другие процедуры, применимые к имущественным правам по отношению к этой другой Глобальной Облигации до тех пор, пока оно не теряет своей актуальности в качестве такого имущественного права.

Расчёт и выплата в день сделки

Облигации, представленные Глобальными Облигациями, имеют право принимать участие в торговых сделках в Системе расчетов DTC для однодневного использования, а, поэтому, какая-либо разрешенная торговая деятельность на вторичном рынке с этими Облигациями должна быть осуществлена в средствах, незамедлительно доступных для распоряжения, как этого требует DTC. Мы рассчитываем, что вторичные

сделки с какими-либо Индивидуальными Облигациями также будут осуществляться в средствах, незамедлительно доступных для распоряжения.

Из за разницы во времени, на счет ценных бумаг участника системы Euroclear или Clearstream Banking, покупающего право собственности в Глобальной Облигации у Участника DTC, средства поступают и о любом этом поступлении средств уведомляется соответствующий участник системы Euroclear или Clearstream Banking в течение дня, когда проводится расчет по ценным бумагам (который должен приходиться на банковский день для системы Euroclear или Clearstream Banking), следующий непосредственно расчетным днем DTC.

DTC уведомила нас, что денежные средства, полученные системой Euroclear или Clearstream Banking в результате сделок продаж прав владения Глобальной Облигацией, совершенных участником или посредством участника системы Euroclear или Clearstream Banking Участнику DTC поступают по стоимости на день проведения расчета DTC, но становятся доступными на соответствующем наличном счете Euroclear или Clearstream Banking только в банковский день, следующий за проведением расчета в DTC.

Замена, передача и обмен

Если какая-либо облигация в какой-либо момент времени испорчена, уничтожена, украдена или потеряна, то она может быть заменена за счет заявителя в офисе Доверительного управляющего или офисе регистратора. Заявитель, обратившийся за новой облигацией должен, в случае, если облигация испорчена, сдать эту облигацию Доверительному управляющему или регистратору, соответственно, и, в случае любой потери, уничтожения или кражи облигации, предоставить Доверительному управляющему или регистратору, соответственно, доказательство такой утери, разрушения или кражи, а также возместить затраты, по замене облигации по требованию Доверительного управляющего или регистратора, соответственно, и по нашему требованию.

Citigroup Global Markets Deutschland AG & Co KGaA действует в качестве регистратора и Облигации могут быть представлены для регистрации операции передачи и обмена в ее офисе, координаты которого указаны на обратной стороне обложки настоящего Меморандума о предложении.

Держатель имеет право передавать и обменивать Облигации в соответствии с Соглашением о выпуске облигационного займа. Регистратор и Доверительный управляющий могут, кроме всего прочего, потребовать у держателя предоставить соответствующие подтверждения и документы по передаче, а мы можем потребовать, чтобы держатель оплатил какой-либо налог на передачу или аналогичный государственный сбор в соответствии с требованием закона. А также Эмитент и регистратор не должны передавать или обменивать никакую облигацию в течение 15 дней до принятия решения о представлении Облигаций к погашению.

НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ

Вопросы, касающиеся федерального подоходного налога США

Ниже приведено описание основных последствий применения федерального подоходного налога США для любого Держателя из США (как определено ниже) в связи с приобретением, владением и отчуждением Облигаций. Данное описание применяется только к Облигациям, находящимся во владении в качестве основных средств, и не освещает всех последствий налогообложения, которые могут быть отнесены к любому держателю в свете его особых обстоятельств или к держателям, на которых распространяется действие специальных правил, таким как:

- финансовые учреждения;
- страховые компании;
- организации, освобожденные от уплаты налогов;
- инвестиционные трасты недвижимого имущества;
- регулируемые инвестиционные компании;
- доверительные трасты;
- лица, имеющие функциональную валюту, отличную от долл. США;
- лица, которые будут владеть Облигациями через товарищества или другое предприятие сквозного налогообложения;
- дилеры или трейдеры в сфере ценных бумаг или валюты;
- определенные бывшие граждане или долговременные резиденты США; или
- лица, которые будут держать Облигации как часть позиции на «двойном опционе» или как часть «хеджа», «конверсии» или другой транзакции, снижающей риск, для целей федерального подоходного налога США.

Более того, данное описание не освещает последствий федерального налога на наследство и дарение или альтернативного минимального налога США в связи с приобретением, владением или размещением Облигаций, а также не освещает правил обложения федеральным подоходным налогом США, применимых к владельцам, которые не приобретают Облигации в рамках их первичного размещения по их цене выпуска, которая будет равна начальной цене, по которой значительное количество Облигаций будет продано за деньги неограниченному кругу лиц (не выступающих в качестве андеррайтеров, агентов по размещению или инвестиционного института, распределяющего вновь выпускаемые ценные бумаги между другими инвестиционными институтами). Каждый потенциальный покупатель должен проконсультироваться у своего налогового консультанта касательно последствий применения федеральных налогов США, налогов штатов США, местных налогов США и иностранных налогов в связи с приобретением, владением и отчуждением Облигаций.

Данное описание основано на Налоговом кодексе США 1986 г. (с изменениями и дополнениями) (далее «**Кодекс**»), действующих, предложенных и временных Постановлениях Министерства финансов США (далее «**Постановления**») и их судебных и административных толкованиях, в каждом случае действующих и имеющихся на дату настоящего документа. Все вышеупомянутое может изменяться (возможно, с «обратной силой») или толковаться различным образом, что может повлиять на описанные в настоящем документе последствия налогообложения.

Для целей настоящего описания, «**Держатель из США**» означает бенефициарного собственника Облигаций, который для целей федерального подоходного налога США является:

- физическим лицом, являющимся гражданином или резидентом США;

- корпорацией (или любым другим юридическим лицом, которое рассматривается как корпорация для целей федерального подоходного налога США), организованной в США или в соответствии с законодательством США или любого административно-территориального образования США (включая округ Колумбия);
- имущественный комплекс, доход которого подлежит обложению федеральным подоходным налогом США, вне зависимости от источника такого дохода; или
- траст (1) (а) за управлением которого любой суд США может осуществлять основной контроль и (b) применительно к которому одно или более лиц из США имеют полномочия по осуществлению контроля в отношении принятия всех важных решений, касающихся такого траста, или (2) который существовал 20 августа 1996 г. и который законным образом принял решение, согласно действующим Постановлениям, о том, чтобы считаться лицом из США для целей федерального подоходного налога США.

Если Облигациями владеет какое-либо партнерство (или любое другое юридическое лицо, рассматриваемое как партнерство для целей федерального подоходного налога США), то налоговый режим, применимый к такому партнерству и любому партнеру в составе такого партнерства, по общему правилу, будет зависеть от статуса такого партнера и деятельности такого партнерства. Такой участник или товарищество должны консультироваться со своим налоговым консультантом в отношении налоговых последствий владения Облигациями.

Лица, рассматривающие вопрос о приобретении Облигаций, должны проконсультироваться со своими налоговыми консультантами в отношении законодательства по федеральному подоходному налогу США, применимого к их конкретным условиям, а также любых налоговых последствий, возникающих по налоговому законодательству любого штата, местных административно-территориальных образований и иностранных налоговых юрисдикций.

Раскрытие информации по Цирюляру 230 Налоговой службы США

В соответствии с Цирюляром 230 Службы внутренних доходов США мы настоящим сообщаем вам, что описание, изложенное в настоящем документе в отношении вопросов федерального налогообложения в США, не предполагалось и не было составлено для использования каким-либо налогоплательщиком в целях избежания каких-либо штрафов, которые могут быть наложены на такого налогоплательщика в соответствии с Налоговым кодексом США, и такое описание не может использоваться каким-либо налогоплательщиком в таких целях. Такое описание было составлено в целях оказания содействия в создании благоприятных условий для продажи или реализации Облигаций. Каждый налогоплательщик должен проконсультироваться у независимого налогового консультанта, основываясь на своих конкретных обстоятельствах.

Определенные непредвиденные платежи

В определенных обстоятельствах Эмитент может быть обязан осуществить непредвиденные платежи по Облигациям, как указано в разделе «*Описание Облигаций – Факультативное погашение*» и «*Описание Облигаций – Смена контроля*». В соответствии с Постановлениями о долговых инструментах с непредвиденными платежами (далее «**Постановления о ДИНП**»), возможность непредвиденного платежа по Облигации может быть игнорирована, если вероятность такого непредвиденного платежа, на дату выпуска Облигаций, является незначительной или маловероятной. Мы не намереваемся рассматривать возможность осуществления непредвиденных платежей по Облигациям как такую возможность, которая является основанием для того, чтобы на Облигации распространялось действие Постановлений ДИНП. Однако, возможно, что Налоговая служба США (далее «**Налоговая служба**») может принять другую позицию в отношении возможности осуществления таких непредвиденных платежей, и в этом случае, если позиция Налоговой службы будет обоснована, то срок, сумма и характер дохода, признаваемого в отношении Облигации, могут отличаться от описанных в настоящем документе и Держатель из США может быть обязан признать получение дохода, которые в значительной степени будут превышать сумму полученных платежей и может быть обязан рассматривать всю или часть какой-либо выручки, признаваемой в случае отчуждения какой-либо Облигации, в качестве процентного дохода. Остальная часть данного обсуждения исходит из того, что Облигации не будут рассматриваться как долговые инструменты с непредвиденными платежами. Держатели из США должны проконсультироваться со своими налоговыми консультантами касательно возможного применения Постановлений о ДИНП к Облигациям.

Проценты и СПР

Облигации могут рассматриваться как облигации, выпущенные со скидкой на первичное размещение (СПР). В общем, обязательство рассматривается как выпущенное с СПР, если его «заявленная цена погашения при наступлении срока платежа» превышает его цену выпуска, описанную выше, более чем на «минимальную сумму СПР». Минимальная сумма СПР равна произведению $\frac{1}{4}$ от 1% от заявленной цены погашения при наступлении срока платежа и количество полных лет, начиная с даты выпуска соответствующего долгового обязательства до даты наступления срока платежа. «Заявленная цена погашения при наступлении срока платежа» облигации представляет собой сумму всех платежей, которые необходимо осуществить по облигации, за исключением оплаты «квалифицированного заявленного процента». Термин «квалифицированный заявленный процент», в общем, означает заявленный процент, который подлежит безоговорочной уплате в форме денежных средств или имущества (за исключением долговых обязательств эмитента) или который рассматривается как фактически полученный, по крайней мере, раз в год по единой фиксированной ставке.

Вам необходимо включить оплату квалифицированного заявленного процента (включая любые дополнительные суммы в отношении данного процента, как описано в разделе «*Описание Облигаций – Дополнительные суммы*») в доход в качестве процента, когда вы будете начислять или получать данные платежи (в соответствии с вашим методом бухгалтерского учета для целей налогообложения). Предполагается, что заявленный процент по Облигациям будет рассматриваться как квалифицированный заявленный процент. Следовательно, заявленный процент, выплаченный вам по Облигации, будет подлежать включению в вашу валовую прибыль в качестве обычного дохода от процентов на момент его начисления или получения в соответствии с вашим обычным способом учета налогов. В дополнение, если Облигации выпускаются с СПР, вам будет необходимо включить СПР в доход до того, как вы получите соответствующие денежные платежи, независимо от вашего способа учета налогов. Суммой СПР (если имеется), которую вы должны включить в доход, является сумма ежедневных начислений СПР по Облигации за каждый день соответствующего налогового года (или части налогового года), в течение которого вы владеете Облигацией. Ежедневная сумма определяется путем распределения СПР, при наличии, по каждому дню накопительного периода. Накопительный период может быть любой продолжительности, и продолжительность накопительных периодов может изменяться даже в течение срока Облигации, при условии, что каждый накопительный период должен быть не больше одного года и каждая плановая оплата основной суммы или процента должна осуществляется либо в первый, либо в последний день накопительного периода. Сумма СПР (при наличии таковой), распределяемая по накопительному периоду, равна разнице между (1) произведением «откорректированной цены выпуска» Облигации на начало накопительного периода и ее дохода до срока погашения (рассчитанного, в общем, по методу постоянного дохода и капитализированного на конец каждого накопительного периода, принимая во внимание продолжительность конкретного накопительного периода) и (2) суммой любого квалифицированного заявленного процента, распределяемого по накопительному периоду. «Откорректированная цена выпуска» Облигации на начало любого накопительного периода представляет собой сумму цены выпуска Облигации и суммы СПР (если имеется), распределяемой по всем предыдущим накопительным периодам, за вычетом любых платежей, полученных вами по Облигации, которые не являлись квалифицированным заявленным процентом. В соответствии с настоящими правилами, в общем, вы должны будете включать в доход все более крупные суммы СПР в последующие накопительные периоды. В соответствии с применимыми Постановлениями, владелец облигации с СПР может по желанию включить в валовую прибыль весь процент, начисляемый по облигации, используя метод постоянного дохода. Как только соответствующий выбор будет сделан в отношении Облигации, данный выбор не может быть отменен без согласия СВД. Если вы являетесь владельцем, рассматривающим возможность использования данных правил, вам необходимо проконсультироваться у своего налогового консультанта.

Процент и СПР, включенные в вашу валовую прибыль в отношении Облигаций, будут рассматриваться в качестве дохода от иностранного источника для целей федерального подоходного налога США. Согласно определенным условиям и ограничениям, иностранные налоги (при наличии), удерживаемые по оплате процентов, могут рассматриваться как иностранные налоги, которые могут быть зачтены или, наоборот, удержаны в счет вашего обязательства по федеральному подоходному налогу США. Ограничение по иностранным налогам, которые могут быть зачтены в соответствии с установленным в США режимом осуществления зачета иностранных налогов, рассчитывается отдельно в отношении отдельных «корзин» дохода. Для этой цели, процент должен, в общем, составлять «пассивную категорию дохода» или, в случае некоторых Держателей из США, «общую категорию дохода». В качестве альтернативного варианта для зачета налога, Держатель из США может сделать выбор с тем, чтобы вычитать такие налоги (данный выбор затем будет применяться ко всем иностранным подоходным налогам, которые такой Держатель из США оплатил в данном налоговом году). Держатели из США должны проконсультироваться со своими налоговыми консультантами касательно наличия льгот по иностранному налогу.

Мы можем выкупить все или часть Облигаций 19 октября 2013 года или после этой даты, в некоторых случаях, выплатив установленную премию (см. раздел «*Описание Облигаций – Факультативное погашение*»). Постановления касательно облигаций, выпущенных с СПР, содержат специальные правила для определения срока погашения и заявленной цены погашения при наступлении срока погашения долгового обязательства, если эмитент такого долгового обязательства имеет безоговорочный опцион осуществлять платежи по такому долговому обязательству в соответствии с альтернативным графиком платежей. Согласно данным правилам, предполагается, что эмитент такого долгового обязательства будет использовать такой опцион погашения долгового обязательства, если исполнение такого опциона позволит снизить сумму дохода, подлежащего погашению к дате погашения такого долгового обязательства. Так как срок нашего опциона выкупа Облигаций наступит после 19 октября 2013 г., в некоторых случаях выплата установленной премии не приведет к снижению суммы дохода, подлежащего погашению к дате погашения Облигаций, мы проигнорируем данное положение о факультативном погашении при определении суммы или срока любого включения в него СПР.

Продажа, обмен или отчуждение Облигаций

Держатель из США, по общему правилу, признает прибыль или убыток от продажи, обмена или отчуждения Облигаций в размере, равной разнице, при наличии, между суммой, полученной в результате такой продажи, обмена или отчуждения (за минусом любой суммы, которая может быть отнесена к начисленному, но не оплаченному проценту, который будет облагаться налогом в качестве дохода от процентов, в той степени, в которой он не был предварительно включен в доход), и откорректированной базы налогообложения такого Держателя из США в Облигациях.

Вашей откорректированной базой налогообложения в Облигации будет цена покупки в долл. США, установленная на дату покупки, увеличенная на сумму СПР, включенную в вашу валовую прибыль в отношении Облигации в соответствии с правилами, описанными в настоящем Меморандуме о предложении, и уменьшенная на сумму любого платежа, за исключением квалифицированного заявленного процента, в отношении Облигации.

Прибыль или убыток, признанная(-ый) Держателем из США в результате продажи, обмена или отчуждения Облигаций, будет представлять собой капитальную(-ый) прибыль или убыток. В случае Держателя из США, не являющегося юридическим лицом, максимальная маржинальная ставка федерального подоходного налога США, применимая к такой прибыли, будет ниже максимальной маржинальной ставки федерального подоходного налога США, применимой к обычной прибыли (за исключением определенных дивидендов), если период владения таким Держателем из США таких Облигаций превышает один год (т.е. если такая прибыль является долгосрочным приростом капитала). Прибыль или убыток, при наличии, признанные Держателем из США, по общему правилу, будут рассматриваться как источник прибыли или убытка в США, в зависимости от обстоятельств. Возможность вычета капитальных убытков имеет ограничения согласно Кодексу.

Дополнительные Облигации

Эмитент может выпустить Дополнительные облигации, как описано в разделе «*Описание Облигаций*». Данные Дополнительные облигации, даже если они рассматриваются для неналоговых целей как часть той же серии, что и первоначальные Облигации, в некоторых случаях могут рассматриваться как отдельная серия для целей федерального подоходного налога США. В таком случае Дополнительные облигации могут рассматриваться как выпущенные с суммой СПР, отличной от суммы СПР по первоначальным Облигациям. Данные расхождения могут повлиять на рыночную стоимость первоначальных Облигаций, если Дополнительные облигации не будут иным образом отличаться от первоначальных Облигаций.

Налог, удерживаемый до выяснения обстоятельств, и требования по представлению отчетности

Налог США, удерживаемый до выяснения обстоятельств, и требования по представлению отчетности, по общему правилу, применяются к определенным платежам, произведенным в пользу некоторых держателей, не являющихся юридическими лицами. Требования о предоставлении отчетности в общем будут применяться к выплатам по Облигациям (или выручке от продажи или погашения Облигаций), которые были произведены на территории США или со стороны какого-либо плательщика из США или посредника из США в пользу любого держателя Облигаций, за исключением получателя платежа, имеющего право на освобождение от уплаты налога, включая любую корпорацию, любого получателя платежа, не являющегося лицом из США, предоставившего соответствующее свидетельство, и некоторых иных лиц. Плательщик будет обязан произвести удержание налога, удерживаемого до выяснения обстоятельств, из любых выплат (или из суммы выручки от продажи или погашения Облигаций), которые были произведены на территории США или со стороны какого-либо плательщика из США или посредника из США в пользу любого

держателя Облигаций, за исключением получателя платежа, имеющего право на освобождение от уплаты налога, если такой держатель не предоставит свой корректный идентификационный номер налогоплательщика или каким-либо другим образом не выполнит требования по такому налогу, удерживаемому до выяснения обстоятельств, или не подтвердит наличие у него основания для получения освобождения от уплаты такого налога. На платежи, осуществляемые в пределах США или плательщиком из США или посредником из США в отношении основной суммы и процентов в пользу любого держателя Облигаций, не являющегося лицом из США, не будет распространяться действие требований по налогу, удерживаемому до выяснения обстоятельств, и требований по представлению отчетности, если владелец предоставит плательщику соответствующее свидетельство и плательщик фактически не будет иметь фактических сведений или основания знать о том, что такое свидетельство является некорректным. Ставка налога, удерживаемого до выяснения обстоятельств, составляет 28% за налоговые года по 2010 г.

Налог, удерживаемый до выяснения обстоятельств, не является дополнительным налогом. По общему правилу, вы будете вправе производить зачет любых сумм, удерживаемых в соответствии с правилами по налогу, удерживаемому до выяснения обстоятельств, в счет вашего обязательства по федеральному подоходному налогу США, при условии своевременного предоставления необходимой информации в Службу внутренних доходов.

Вышеуказанное описание не является полным анализом всех последствий федерального подоходного налога США в отношении Облигаций. Потенциальные покупатели Облигаций должны проконсультироваться со своими налоговыми консультантами в отношении последствий налогообложения в их конкретных ситуациях.

Казахстан

До наступления Даты замены

В соответствии с законодательством Казахстана, действующим в настоящее время, выплаты основной суммы и процентов в отношении Облигаций, осуществляемые Эмитентом физическому лицу, которое не является налоговым резидентом Казахстана, или юридическому лицу, которое не было создано в соответствии с законодательством Казахстана, не имеет своего фактического руководящего органа (место фактического руководства) в Казахстане, не имеет постоянного представительства в Казахстане или какого-либо иного законного налогооблагаемого присутствия в Казахстане (вместе «**Держатели, не являющиеся лицами из Казахстана**»), не будет подлежать налогообложению в Казахстане, а также не будет требоваться никакое удержание какого-либо казахстанского налога в отношении любых таких выплат. Проценты, подлежащие уплате Эмитентом резидентам Казахстана или налоговым нерезидентам, которые имеют постоянное представительство в Казахстане (вместе «**Держатели из Казахстана**»), за исключением физических лиц, облагаются казахстанским подоходным налогом, если только на дату начисления процента Облигации не были включены в официальный котировальный список какой-либо фондовой биржи, действующей на территории Казахстана.

Кроме того, выручка, полученная Держателями, не являющимися лицами из Казахстана, в результате отчуждения, продажи, обмена или передачи Облигаций, не будет облагаться казахстанским подоходным налогом или налогом на прибыль. Любая выручка, полученная Держателями из Казахстана в отношении Облигаций, которые на дату продажи включены в официальный котировальный список какой-либо фондовой биржи, действующей на территории Казахстана, и были проданы посредством свободной торговли на такой фондовой бирже, не облагается казахстанским подоходным налогом.

Выплаты процентов Держателям, не являющимся лицами из Казахстана, по Гарантии, выданной Жайкмунаем, будут облагаться подоходным налогом по ставке 15%, если только такая ставка не будет снижена в соответствии с применимым соглашением об избежании двойного налогообложения. Выплаты процентов по такой Гарантии Держателям, не являющимся лицами из Казахстана, зарегистрированным в странах с благоприятным налоговым режимом, которые указаны в списке, периодически публикуемом Правительством Казахстана (данный список стран в настоящее время включает в себя Кипр, Лихтенштейн, Люксембург, Нигерию, Мальту, Арубу, Сингапур, Швейцарию и т.д.), облагаются казахстанским налогом по ставке 20%, если только такая ставка не будет снижена применимым соглашением об избежании двойного налогообложения.

Выплаты процентов Держателям из Казахстана по Гарантиям, выданным Казахстанскими Гарантами, за исключением казахстанских инвестиционных фондов и некоторых иных юридических лиц, облагаются подоходным налогом по ставке 15 % (10% - для юридических лиц, начиная с 1 января 2014 г.).

Казахстанские Гаранты обязуются по своим Гарантиям в Соглашении о выпуске облигационного займа выплатить дополнительные суммы (как определено в Соглашении о выпуске облигационного займа) в отношении любого такого удержания, с учетом определенных исключений, полностью изложенных в разделе «*Описание Облигаций – Дополнительные суммы*». Выплаты, осуществляемые Казахстанскими Гарантами любому Держателю облигаций, который имеет право на использование льгот, предоставляемых по казахстанскому соглашению о налогообложении, могут облагаться подоходным налогом по сниженной ставке.

После наступления Даты замены

Выплаты процентов по Облигациям со стороны Жаикмуна в пользу Держателей, не являющихся лицами из Казахстана, будут облагаться подоходным налогом в размере 15%, если такая ставка не будет снижена в соответствии с применимым соглашением об избежании двойного налогообложения. Выплаты процентов по Облигациям Держателям, не являющимся лицами из Казахстана, зарегистрированным в странах с благоприятным налоговым режимом, которые указаны в списке, периодически публикуемом Правительством Казахстана (данный список стран в настоящее время включает в себя Кипр, Лихтенштейн, Люксембург, Нигерию, Мальту, Арубу, Сингапур, Швейцарию и т.д.), будут облагаться казахстанским налогом в размере 20%, если такая ставка не будет снижена в соответствии с применимым соглашением об избежании двойного налогообложения.

Подоходный налог на проценты не будет применяться в случае, если на дату начисления процента Облигации будут включены в официальный котировальный список какой-либо фондовой биржи, действующей на территории Казахстана.

Проценты, подлежащие выплате Жаикмуном в пользу Держателей из Казахстана, за исключением физических лиц (которые освобождены от уплаты соответствующего налога), казахстанских инвестиционных фондов и некоторых других юридических лиц, будут облагаться казахстанским подоходным налогом по ставке 15% (10%, начиная с 1 января 2014), если только на дату начисления процента Облигации не будут включены в официальный котировальный список какой-либо фондовой биржи, действующей на территории Казахстана.

Выручка, полученная Держателями, не являющимися лицами из Казахстана, в результате отчуждения, продажи, обмена или передачи Облигаций, будет облагаться подоходным налогом по ставке 15%. Если отчуждение Облигаций осуществляется в пользу какого-либо Держателя из Казахстана и передающее лицо зарегистрировано в какой-либо стране с благоприятным налоговым режимом, то выручка, полученная в результате такого отчуждения, будет облагаться подоходным налогом в Казахстане по ставке 20 %. Однако, в казахстанском налоговом законодательстве не определена процедура взимания подоходного налога в случае, когда оплата осуществляется нерезидентом без налогооблагаемого присутствия в Казахстане, и во всех иных отношениях не вполне ясно, может ли такой нерезидент рассматриваться в качестве налогового агента для целей казахстанского налогообложения.

Любая выручка, полученная Держателями, не являющимися лицами из Казахстана, в отношении Облигаций, которые на дату продажи включены в официальный котировальный список какой-либо фондовой биржи, действующей на территории Казахстана, или какой-либо иностранной фондовой биржи, и которые были проданы посредством свободной торговли на таких фондовых биржах, не облагается подоходным налогом. Кроме того, подоходный налог на такую выручку может быть снижен или отменен в соответствии с применимым соглашением об избежании двойного налогообложения.

Любая выручка, полученная Держателями из Казахстана в отношении Облигаций, которые на дату продажи, включены в официальный котировальный список какой-либо фондовой биржи, действующей на территории Казахстана, и были проданы посредством свободной торговли на таких фондовых биржах, не облагается казахстанским подоходным налогом.

Платежи по Гарантии, осуществляемые ТОО «Конденсат-Холдинг»

Выплаты процентов Держателям, не являющимся лицами из Казахстана, по Гарантии, выданной ТОО «Конденсат-Холдинг», будут облагаться подоходным налогом по ставке 15%, если только такая ставка не будет снижена в соответствии с применимым соглашением об избежании двойного налогообложения. Выплаты процентов по такой Гарантии Держателям, не являющимся лицами из Казахстана, зарегистрированным в странах с благоприятным налоговым режимом, которые указаны в списке, периодически публикуемом Правительством Казахстана (данный список стран в настоящее время включает в себя Кипр, Лихтенштейн, Люксембург, Нигерию, Мальту, Арубу, Сингапур, Швейцарию и т.д.), будут

облагаться казахстанским налогом по ставке 20%, если только такая ставка не будет снижена в соответствии с применимым соглашением об избежании двойного налогообложения.

Выплаты процентов по Гарантии Держателям из Казахстана, за исключением казахстанских инвестиционных фондов и некоторых иных юридических лиц, будут облагаться подоходным налогом по ставке 15% (10% для юридических лиц, начиная с 1 января 2014).

ТОО «Конденсат-Холдинг» обязуется по своей Гарантии в Соглашении о выпуске облигационного займа выплатить дополнительные суммы (как определено в Соглашении о выпуске облигационного займа) в отношении любого такого удержания, с учетом некоторых исключений, полностью изложенных в разделе «*Описание Облигаций – Дополнительные суммы*». Выплаты, осуществляемые ТОО «Конденсат-Холдинг» любому Держателю облигаций, который имеет право на использовать льготы, предоставляемые по какому-либо казахстанскому соглашению о налогообложении, могут облагаться подоходным налогом по сниженной ставке.

Нидерланды

Общие положения

Ниже приведено общее описание определенных последствий налогообложения в Нидерландах в отношении приобретения, владения и отчуждения Облигаций. Данная информация не предназначена для описания всех возможных налоговых вопросов или последствий, которые могут относиться к любому держателю или потенциальному держателю Облигаций, а также не предназначена для рассмотрения налоговых последствий, применимых ко всем категориям инвесторов, на некоторых из которых (таких как трасты или аналогичные структуры) могут распространяться специальные правила. Принимая во внимание общий характер данного описания, его следует использовать с соответствующей осторожностью. Держатели или потенциальные держатели Облигаций должны проконсультироваться со своими налоговыми консультантами в отношении налоговых последствий инвестирования в Облигации в их конкретных обстоятельствах. Нижеприведенное описание включено только для целей предоставления общей информации.

Если не указано иное, данное описание относится только к национальному налоговому законодательству Нидерландов и изданным постановлениям, действующим на дату настоящего Меморандума о предложении, в соответствии с их толкованиями в опубликованном до настоящей даты прецедентном праве, не умаляя значения каких-либо изменений, внесенных в более позднюю дату и введенных в действие с обратной силой или без нее.

Подоходный налог у источника

Все выплаты основной суммы и/или процентов, осуществленные Эмитентом по Облигациям, могут быть произведены без удержания или вычета каких-либо налогов за счет или в счет каких-либо налогов любого характера, наложенных, взысканных, удержанных или начисленных в Нидерландах, любым административно-территориальным образованием Нидерландов или любым их налоговым органом.

Подоходный налог и налог на прирост капитала

Сфера действия

Обращаем ваше внимание на то, что информация, приведенная в данном разделе, не описывает последствий налогообложения в Нидерландах для:

- держателей Облигаций, если такие держатели и, в случае физических лиц, их супруги или определенные кровные родственники или прямые родственники со стороны мужа/жены (включая приемных детей), имеют существенную долю или предполагаемую существенную долю в Эмитенте по Закону Нидерландов «О подоходном налоге» от 2001 г. (*Wet inkomstenbelasting 2001*). В общем, считается, что владелец ценных бумаг компании владеет существенной долей в такой компании, если такой владелец самостоятельно или, в случае физических лиц, вместе со своим супругом (как определено в Законе Нидерландов «О подоходном налоге» от 2001 г.), прямо или косвенно, владеет (i) долей в 5% или более от общего количества выпущенных или находящихся в обращении акций этой компании, или 5% или более выпущенных или находящихся в обращении акций определенного класса этой компании; или (ii) имеет права приобретать, прямо или косвенно, такую долю; или (iii) имеет определенные права на участие в прибыли такой компании, которые имеют отношение к 5% или более от ежегодной прибыли

компании и/или 5% или более от выручки от ликвидации компании. Предполагаемая существенная доля возникает в случае, если существенная доля (или ее часть) в компании была отчуждена или считается отчужденной на условиях, позволяющих не признавать соответствующий доход для целей налогообложения;

- пенсионных фондов, инвестиционных организаций (*fiscale beleggingsinstellingen*), инвестиционных организаций, пользующихся привилегиями (*vrijgestelde beleggingsinstellingen*) (как определено в Законе Нидерландов «О налоге на прибыль юридических лиц» от 1969 г. (*Wet op de vennootschapsbelasting 1969*)), и других юридических лиц, которые освобождены от уплаты налога на прибыль юридических лиц в Нидерландах; и
- держателей Облигаций, которые являются физическими лицами и получают или получили Облигации в качестве дохода от наемного труда, предположительного дохода от наемного труда или получили прибыль от Облигаций, которая является заработной платой или считается заработной платой за работы, выполненные таким держателем или определенными физическими лицами, связанными с таким держателем (как определено в Законе Нидерландов «О подоходном налоге» от 2001 г.).

Резиденты Нидерландов

Говоря в общем, если держатель Облигаций является юридическим лицом, которое является резидентом или считается резидентом Нидерландов для целей налога на прибыль юридических лиц в Нидерландах, то любой платеж по Облигациям или любая прибыль или убыток, полученные в результате отчуждения или предполагаемого отчуждения Облигаций, облагается налогом на прибыль юридических лиц в Нидерландах по ставке 25,5 % (ставка налога на прибыль юридических лиц в размере 20% применяется в отношении налогооблагаемой прибыли до 200 000 евро, и указанное ограничение действительно для 2010 г.).

Если держатель Облигаций является физическим лицом, которое является резидентом или считается резидентом Нидерландов для целей подоходного налога Нидерландов (включая держателя, являющегося физическим лицом-нерезидентом, который сделал выбор в пользу применения правил Закона Нидерландов «О подоходном налоге» от 2001 г., как они применяются к резидентам Нидерландов), то любой платеж по Облигациям или любая прибыль или убыток, полученные в результате отчуждения или предполагаемого отчуждения Облигаций, будут облагаться налогом по ставкам прогрессивного подоходного налога (с максимальной ставкой 52%), если:

- Облигации относятся к предприятию, от которого соответствующий держатель Облигаций получает долю прибыли, будь то как предприниматель или как лицо, которое имеет право на чистую стоимость такого предприятия, не будучи при этом акционером (как определено в Законе Нидерландов «О подоходном налоге» от 2001 г.); или
- считается, что соответствующий держатель Облигаций осуществляет деятельность в отношении Облигаций, которая выходит за рамки обычного управления активами (*normaal, actief vermogensbeheer*), или получает прибыль от Облигаций, которая (в иных случаях) облагается налогом как прибыль, полученная от другой деятельности (*resultaat uit overige werkzaamheden*). Если вышеуказанные условия не применимы к соответствующему держателю Облигаций-физическому лицу, то с такого держателя будет ежегодно взиматься налог, налагаемый на условный годовой доход, в размере 4% от его/ее чистых инвестиционных активов за год, по ставке подоходного налога в размере 30%. Чистые инвестиционные активы за год - это среднее значение справедливой рыночной стоимости инвестиционных активов за минусом допустимых обязательств на начало такого года и справедливой рыночной стоимости инвестиционных активов за минусом допустимых обязательств на конец такого года. Облигации включены как инвестиционные активы. Может иметься необлагаемый налогом минимум. Фактическая прибыль или убыток в отношении Облигаций как таковые не подлежат обложению подоходным налогом Нидерландов.

Нерезиденты Нидерландов

Держатель Облигаций, который не является резидентом и не считается резидентом Нидерландов (и, если такой держатель является физическим лицом, такой владелец не сделал выбор в пользу применения правил Закона Нидерландов «О подоходном налоге» от 2001 г., как они применяются к резидентам Нидерландов), не будет подлежать обложению подоходным налогом или налогом на прирост капитала в Нидерландах в отношении любого платежа по Облигациям или в отношении любой прибыли или убытка, полученных в результате отчуждения или предполагаемого отчуждения Облигаций, при условии, что:

- такой владелец не имеет доли в предприятии или предполагаемом предприятии (как определено в Законе Нидерландов «О подоходном налоге» от 2001 г. и Законе Нидерландов «О налоге на прибыль юридических лиц» от 1969 г.), которое, будь то полностью или частично, фактически управляется в Нидерландах или осуществляет свою деятельность через постоянное представительство, предполагаемое постоянное представительство или постоянного представителя в Нидерландах и к которому (предприятию или части предприятия) относятся Облигации; и
- в случае, если держатель является физическим лицом, такой держатель не осуществляет никакой деятельности в Нидерландах в отношении Облигаций, выходящей за рамки обычного управления активами, и не получает прибыли от Облигаций, которая (в иных случаях) облагается налогом как прибыль, полученная от другого вида деятельности в Нидерландах.

Замена

Для целей данного пункта «Подоходный налог и налог на прирост капитала», Замена может, в зависимости от фактов и обстоятельств, привести к налогооблагаемому отчуждению или предполагаемому отчуждению Облигаций держателем Облигацией, являющимся резидентом или нерезидентом, которое может облагаться подоходным налогом и налогом на прирост капитала в Нидерландах.

Налоги на дарение и наследство

Резиденты Нидерландов

В Нидерландах будут налагаться налоги на дарение или наследство в отношении любой передачи Облигаций посредством дарения со стороны (или в результате смерти) владельца таких Облигаций, который является резидентом или предполагаемым резидентом Нидерландов на момент такого дарения или на момент его/ее смерти.

Нерезиденты Нидерландов

Никакие налоги на дарение или наследство в Нидерландах не будут налагаться на передачу Облигаций посредством дарения со стороны (или в результате смерти) владельца таких Облигаций, который не является ни резидентом, ни предполагаемым резидентом Нидерландов, за исключением случаев, когда:

- в случае дарения Облигации физическим лицом, которое на момент дарения не являлось ни резидентом, ни предполагаемым резидентом Нидерландов, - такое физическое лицо умирает в течение 180 дней после даты дарения, будучи резидентом или предполагаемым резидентом Нидерландов; или
- такая передача по иным основаниям считается дарением или наследство, сделанным каким-либо лицом (или от его имени), которое на момент такого дарения или смерти являлось или считалось резидентом Нидерландов.

Для целей налогов на дарение и наследство в Нидерландах, среди прочих, лицо, которое является гражданином Нидерландов, будет считаться резидентом Нидерландов, если такое лицо являлось резидентом Нидерландов в любое время в течение десяти лет до наступления даты дарения или даты смерти такого лица. Кроме того, для целей налога на дарение в Нидерландах, среди прочих, лицо, которое не является гражданином Нидерландов, будет считаться резидентом Нидерландов, если такое лицо являлось резидентом Нидерландов в любое время в течение двенадцати месяцев до даты осуществления дарения. Применимые соглашения о налогообложении могут устанавливать правила определения резидентства, которые будут иметь преимущественную силу по отношению к вышеизложенным правилам.

Налог на добавленную стоимость (“НДС”)

Держателю Облигаций не потребуется оплачивать НДС в Нидерландах в связи с какой-либо выплатой, произведенной за выпуск Облигаций или в отношении выплаты процентов или основной суммы долга со стороны Эмитента по Облигациям.

Прочие налоги и сборы

Никакой налог за регистрацию, таможенный сбор, гербовый сбор или любой аналогичный налог или сбор по документации, установленный законодательством Нидерландов, за исключением судебных издержек, не

будет подлежать оплате держателями Облигаций в отношении или в связи с выпуском Облигаций или в отношении выплаты процентов или основной суммы долга со стороны Эмитента по Облигациям.

Директива ЕС о налоге на доход от сбережений

В соответствии с Директивой Совета ЕС 2003/48/ЕС по налогообложению дохода от сбережений, каждому Государству – члену необходимо предоставлять в налоговые органы другого Государства – члена детальную информацию по выплате процентов или другого аналогичного дохода со стороны лица, находящегося в юрисдикции такого Государства-члена, произведенной в пользу физического лица-резидента (или полученной физическим лицом-резидентом) такого другого Государства – члена. Однако в течение переходного периода Австрия и Люксембург вместо этого могут применить систему удержания в отношении таких выплат, вычитая налог по ставке, увеличивающейся со временем до 35 %. Переходный период прекращается в конце первого полного финансового года после достижения некоторым не входящими в ЕС странами соглашения об обмене информацией, касающейся таких выплат.

Ряд стран, не входящих в ЕС, и некоторых зависимых или присоединенных территорий определенных Государств – членов, договорились принять аналогичные меры (либо о предоставлении информации, либо об удержании налога в течение переходного периода) в отношении выплат со стороны лица, находящегося в юрисдикции таких стран или территорий, произведенных в пользу физического лица-резидента (или полученных физическим лицом-резидентом) любого Государства – члена. Кроме того, Государства – члены заключили с некоторыми из таких зависимых или присоединенных территорий соглашения о взаимном предоставлении информации или удержании налогов в течение переходного периода в отношении выплат, осуществленных лицом, находящимся в любом Государстве – члене, в пользу физического лица, являющегося резидентом одной из таких территорий (или выплат, взысканных таким лицом, в любом Государстве – члене, в интересах физического лица, являющегося резидентом одной из таких территорий).

ОГРАНИЧЕНИЯ В ОТНОШЕНИИ ПЕРЕДАЧИ

Облигации и Гарантии не были зарегистрированы в соответствии с Законом о ценных бумагах или какими-либо законами штатов о ценных бумагах и, за исключением случаев, когда они были таким образом зарегистрированы, не могут предлагаться или продаваться, кроме как на основании освобождения от требований о регистрации, предусмотренных Законами о ценных бумагах и применимыми законами штатов о ценных бумагах, или в рамках сделки, на которую не распространяются такие требования. Соответственно, Облигации и Гарантии, предлагаемые по настоящему Меморандуму о предложении, предлагаются и продаются только квалифицированным институциональным покупателям (как определено в Правиле 144А по Закону о ценных бумагах) на основании Правила 144А по Закону о ценных бумагах, а за пределами Соединенных Штатов Америки - на основании Положения S по Закону о ценных бумагах.

Облигации по Правилу 144А

Каждый покупатель Облигаций по Правилу 144А (включая каждого последующего покупателя при перепродаже) будет считаться подтвердившим следующую информацию Эмитенту и Первоначальным покупателям и предоставившим им следующие заверения и обязательства:

1. Он понимает и подтверждает, что Облигации и Гарантии не были зарегистрированы в соответствии с Законом о ценных бумагах или любыми другими применимыми законами о ценных бумагах, предлагаются для перепродажи в рамках сделок, не требующих регистрации в соответствии с Законом о ценных бумагах или любыми другими законами о ценных бумагах, включая продажи в соответствии с Правилем 144А по Закону о ценных бумагах, и не могут предлагаться, продаваться или иным образом передаваться, кроме как в соответствии с требованиями о регистрации, предусмотренными Законом о ценных бумагах или любыми другими применимыми законами о ценных бумагах, на основании какого-либо изъятия из таких требований или в рамках какой-либо сделки, на которую не распространяются такие требования, и в каждом случае в соответствии с условиями передачи, указанными в параграфе (4) ниже.
2. Он (а) является квалифицированным институциональным покупателем в значении Правила 144А («КИП»), (b) не является брокером-дилером, который владеет и инвестирует на дискреционной основе менее 25 миллионов долларов США в ценные бумаги неаффилированных эмитентов, (c) не является планом предоставления льгот работникам, таким как, например, план 401(k), (d) приобретает Облигации в собственных интересах или в интересах одного или нескольких КИП, (e) не был сформирован для целей инвестирования в Облигации Эмитента, (f) покупатель и каждый клиент, в интересах которого он покупает, будет иметь в своем распоряжении и передавать Облигации на сумму не менее 150 000 долларов США, и (g) ему известно (и каждому бенефициарному собственнику Облигаций было сообщено) о том, что продажа Облигаций ему осуществляется на основании Правила 144А.
3. Он понимает, что Эмитент имеет полномочия по Соглашению о выпуске облигационного займа принудить любого бенефициарного собственника Облигаций по Правилу 144А, который находится в США и не является КИП, продать свою долю в Облигациях по Правилу 144А или может продать такую долю от имени таких собственников или выкупить такую долю у них по цене, описанной в надписи ниже. Эмитент имеет право отклонить передачу доли в Облигациях по Правилу 144А лицу, находящемуся из США, которое не является КИП. Кроме того, он понимает, что Эмитент может получить список участников, владеющих позициями в его ценных бумагах, от одного или более депозитариев по регистрации сделок.
4. Он признает, что ни Эмитент, ни Гаранты, ни Первоначальные покупатели, ни какое-либо лицо, представляющее кого-либо из них, не предоставляло ему никаких заверений в отношении предложения или продажи каких-либо Облигаций, за исключением информации, содержащейся в настоящем Меморандуме о предложении, который был ему предоставлен и на основании которого он принимает свое решение касательно инвестирования в Облигации. У него есть доступ к такой финансовой и прочей информации о нас и Облигациях, которую он считал необходимой в связи с принятием им решения о покупке каких-либо Облигаций.
5. Он покупает Облигации в своих интересах или в интересах одного или более инвесторов, для которых он действует в качестве фидуциара или агента, в каждом случае для инвестирования, а не с целью какого-либо распределения таких Облигаций в нарушение Закона о ценных бумагах или любого законодательства штатов о ценных бумагах и не для предложения или продажи таких Облигаций в связи с каким-либо распределением в нарушение Закона о ценных бумагах или любого законодательства штатов о ценных бумагах, с учетом любого требования закона о том, что

распоряжение его собственностью или собственностью счета или счетов инвестора будет всегда находиться под его или их контролем, а также с учетом его или их способности перепродать такие Облигации на основании Правила 144А, Положения S или любого другого освобождения от регистрации, предусмотренного в соответствии с Законом о ценных бумагах.

Каждый держатель Облигаций по Правилу 144А, принимая Облигации, будет обязавшимся, от собственного имени и от имени любого инвестора, для которого он приобретает такие Облигации, а также от имени каждого последующего держателя таких Облигаций, предлагать, продавать или иным образом передавать такие Облигации только (i) Эмитенту, (ii) на основании регистрационного заявления, которое было объявлено действительным в соответствии с Законом о ценных бумагах, (iii) до тех пор пока Облигации могут быть перепроданы в соответствии с Правилем 144а по Закону о ценных бумагах, любому лицу, которое, как он обоснованно считает, является КИП, который приобретает такую Облигацию в собственных интересах или в интересах какого-либо КИП, которому было сообщено о том, что соответствующая передача осуществляется на основании Правила 144А по Закону о ценных бумагах, (iv) на основании предложений или продаж, которые совершаются за пределами территории Соединенных Штатов Америки в соответствии с Положением S по Закону о ценных бумагах, или (v) на основании любого иного имеющегося изъятия из регистрационных требований, установленных Законом о ценных бумагах, с учетом, в каждом из вышеуказанных случаев, любого требования закона о том, что отчуждение его имущества или имущества такого инвестора или инвесторов должны в любой отдельный момент времени находиться под его или их контролем, а также при условии соблюдения любых принятых штатами США законов о ценных бумагах и любых применимых местных законов и нормативных актов, а также с учетом прав Эмитента и Доверительного управляющего до любого такого предложения, продажи или передачи (I) в случае пункта (v), потребовать предоставления приемлемого для каждого из них юридического заключения, сертификата и/или иной информации, и (II) в каждом из вышеуказанных случаев, потребовать, чтобы соответствующее передающее лицо заполнило и предоставило Доверительному управляющему передаточный сертификат, составленный по форме, указанной на другой стороне соответствующей ценной бумаги.. Каждый покупатель подтверждает, что каждая облигация по Правилу 144А будет содержать надпись, которая в целом сообщает следующее:

НАСТОЯЩАЯ ЦЕННАЯ БУМАГА НЕ БЫЛА ЗАРЕГИСТРИРОВАНА В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОМ США «О ЦЕННЫХ БУМАГАХ» 1933 ГОДА (С ИЗМЕНЕНИЯМИ) («ЗАКОН США О ЦЕННЫХ БУМАГАХ») ИЛИ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, ПРИНЯТЫМ В ЛЮБОМ ШТАТЕ. НИ НАСТОЯЩАЯ ЦЕННАЯ БУМАГА, НИ КАКИЕ-ЛИБО ПРАВА НА НЕЕ ИЛИ ДОЛИ В НЕЙ НЕ МОГУТ БЫТЬ ПОВТОРНО ПРЕДЛОЖЕНЫ, ПРОДАНЫ, УСТУПЛЕНЫ, ПЕРЕДАНЫ, ЗАЛОЖЕНЫ, ОБРЕМЕНЕНЫ ИЛИ ИНЫМ ОБРАЗОМ ОТЧУЖДЕНЫ В ОТСУТСТВИЕ ТАКОЙ РЕГИСТРАЦИИ, КРОМЕ СЛУЧАЕВ, КОГДА В ОТНОШЕНИИ ТАКОЙ СДЕЛКИ ДЕЙСТВУЕТ ИЗЪЯТИЕ ИЗ РЕГИСТРАЦИОННЫХ ТРЕБОВАНИЙ ИЛИ НА НЕЕ НЕ РАСПРОСТРАНЯЮТСЯ РЕГИСТРАЦИОННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ, КОТОРЫЕ ПРЕДУСМОТРЕНЫ ЗАКОНОМ США О ЦЕННЫХ БУМАГАХ. ДЕРЖАТЕЛЬ НАСТОЯЩЕЙ ЦЕННОЙ БУМАГИ, ПРИНИМАЯ НАСТОЯЩУЮ ЦЕННУЮ БУМАГУ, ОБЯЗУЕТСЯ ПРЕДЛАГАТЬ, ПРОДАВАТЬ ИЛИ ИНЫМ ОБРАЗОМ ПЕРЕДАВАТЬ ТАКУЮ ЦЕННУЮ БУМАГУ ТОЛЬКО (А) ЭМИТЕНТУ, (В) НА ОСНОВАНИИ РЕГИСТРАЦИОННОГО ЗАЯВЛЕНИЯ, КОТОРОЕ БЫЛО ОБЪЯВЛЕНО ДЕЙСТВИТЕЛЬНЫМ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОМ США О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, (С) ДО ТЕХ ПОР ПОКА ЦЕННЫЕ БУМАГИ МОГУТ БЫТЬ ПЕРЕПРОДАНЫ В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 144А ПО ЗАКОНУ США О ЦЕННЫХ БУМАГАХ («ПРАВИЛО 144А»), ЛЮБОМУ ЛИЦУ, КОТОРОЕ, КАК ОБОСНОВАННО СЧИТАЕТ ТАКОЙ ДЕРЖАТЕЛЬ, ЯВЛЯЕТСЯ **«КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ»** (В ЗНАЧЕНИИ, УСТАНОВЛЕННОМ ПРАВИЛОМ 144А), КОТОРЫЙ ПРИОБРЕТАЕТ ТАКУЮ ЦЕННУЮ БУМАГУ В СОБСТВЕННЫХ ИНТЕРЕСАХ ИЛИ В ИНТЕРЕСАХ КАКОГО-ЛИБО КВАЛИФИЦИРОВАННОГО ИНСТИТУЦИОНАЛЬНОГО ПОКУПАТЕЛЯ, КОТОРОМУ БЫЛО СООБЩЕНО О ТОМ, ЧТО СООТВЕТСТВУЮЩАЯ ПЕРЕДАЧА ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ НА ОСНОВАНИИ ПРАВИЛА 144А, (D) НА ОСНОВАНИИ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ИЛИ ПРОДАЖ, КОТОРЫЕ СОВЕРШАЮТСЯ ЗА ПРЕДЕЛАМИ ТЕРРИТОРИИ СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ В СООТВЕТСТВИИ С ПОЛОЖЕНИЕМ S ПО ЗАКОНУ США О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, ИЛИ (Е) НА ОСНОВАНИИ ЛЮБОГО ИНОГО ИМЕЮЩЕГОСЯ ИЗЪЯТИЯ ИЗ РЕГИСТРАЦИОННЫХ ТРЕБОВАНИЙ, УСТАНОВЛЕННЫХ ЗАКОНОМ США О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, С УЧЕТОМ, В КАЖДОМ ИЗ ВЫШЕУКАЗАННЫХ СЛУЧАЕВ, ЛЮБОГО ТРЕБОВАНИЯ ЗАКОНА О ТОМ, ЧТО ОТЧУЖДЕНИЕ ЕГО ИМУЩЕСТВА ИЛИ ИМУЩЕСТВА ТАКОГО ИНВЕСТОРА ИЛИ ИНВЕСТОРОВ ДОЛЖНЫ В ЛЮБОЙ ОТДЕЛЬНЫЙ МОМЕНТ ВРЕМЕНИ НАХОДИТЬСЯ ПОД ЕГО ИЛИ ИХ КОНТРОЛЕМ, А ТАКЖЕ ПРИ УСЛОВИИ СОБЛЮДЕНИЯ ЛЮБЫХ ПРИНЯТЫХ ШТАТАМИ США ЗАКОНОВ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ И

ЛЮБЫХ ПРИМЕНИМЫХ МЕСТНЫХ ЗАКОНОВ И НОРМАТИВНЫХ АКТОВ, А ТАКЖЕ С УЧЕТОМ ПРАВ ЭМИТЕНТА И ДОВЕРИТЕЛЬНОГО УПРАВЛЯЮЩЕГО ДО ЛЮБОГО ТАКОГО ПРЕДЛОЖЕНИЯ, ПРОДАЖИ ИЛИ ПЕРЕДАЧИ (I) В СЛУЧАЕ ПУНКТА (Е), ПОТРЕБОВАТЬ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ПРИЕМЛЕМОГО ДЛЯ КАЖДОГО ИЗ НИХ ЮРИДИЧЕСКОГО ЗАКЛЮЧЕНИЯ, СЕРТИФИКАТА И/ИЛИ ИНОЙ ИНФОРМАЦИИ, И (II) В КАЖДОМ ИЗ ВЫШЕУКАЗАННЫХ СЛУЧАЕВ, ПОТРЕБОВАТЬ, ЧТОБЫ СООТВЕТСТВУЮЩЕЕ ПЕРЕДАЮЩЕЕ ЛИЦО ЗАПОЛНИЛО И ПРЕДОСТАВИЛО ДОВЕРИТЕЛЬНОМУ УПРАВЛЯЮЩЕМУ ПЕРЕДАТОЧНЫЙ СЕРТИФИКАТ, СОСТАВЛЕННЫЙ ПО ФОРМЕ, УКАЗАННОЙ НА ДРУГОЙ СТОРОНЕ НАСТОЯЩЕЙ ЦЕННОЙ БУМАГИ. ЕСЛИ БЕНЕФИЦИАРНЫЙ СОБСТВЕННИК НАСТОЯЩЕЙ ЦЕННОЙ БУМАГИ НАХОДИТСЯ НА ТЕРРИТОРИИ СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ В ЗНАЧЕНИИ, ПРЕДУСМОТРЕННОМ ПОЛОЖЕНИЕМ S, ТАКОЙ БЕНЕФИЦИАРНЫЙ СОБСТВЕННИК ЗАВЕРЯЕТ, ЧТО (А) ОН ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ НА ТЕРРИТОРИИ СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ, (В) ОН НЕ ЯВЛЯЕТСЯ БРОКЕРОМ-ДИЛЕРОМ, КОТОРЫЙ ВЛАДЕЕТ И ИНВЕСТИРУЕТ НА ДИСКРЕЦИОННОЙ ОСНОВЕ МЕНЕЕ 25 МИЛЛИОНОВ ДОЛЛАРОВ США В ЦЕННЫЕ БУМАГИ НЕАФФИЛИРОВАННЫХ ЭМИТЕНТОВ, (С) ОН НЕ ЯВЛЯЕТСЯ ПЛАНОМ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ЛЬГОТ РАБОТНИКАМ, ТАКИМ КАК, НАПРИМЕР, ПЛАН 401(К), (D) ОН ПРИОБРЕТАЕТ ТАКИЕ ЦЕННЫЕ БУМАГИ В СОБСТВЕННЫХ ИНТЕРЕСАХ ИЛИ В ИНТЕРЕСАХ ОДНОГО ИЛИ НЕСКОЛЬКИХ КВАЛИФИЦИРОВАННЫХ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫХ ПОКУПАТЕЛЕЙ, (Е) ОН НЕ БЫЛ СФОРМИРОВАН ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ИНВЕСТИРОВАНИЯ В ЦЕННЫЕ БУМАГИ ЭМИТЕНТА, (F) ПОКУПАТЕЛЬ И КАЖДЫЙ КЛИЕНТ, В ИНТЕРЕСАХ КОТОРОГО ОН ПОКУПАЕТ, БУДЕТ ИМЕТЬ В СВОЕМ РАСПОРЯЖЕНИИ И ПЕРЕДАВАТЬ ЦЕННЫЕ БУМАГИ НА СУММУ НЕ МЕНЕЕ 150 000 ДОЛЛАРОВ США, И (G) ЕМУ ИЗВЕСТНО (И КАЖДОМУ БЕНЕФИЦИАРНОМУ СОБСТВЕННИКУ ТАКИХ ЦЕННЫХ БУМАГ БЫЛО СООБЩЕНО) О ТОМ, ЧТО ПРОДАЖА ТАКИХ ЦЕННЫХ БУМАГ ЕМУ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ НА ОСНОВАНИИ ПРАВИЛА 144А. БЕНЕФИЦИАРНЫЙ СОБСТВЕННИК НАСТОЯЩЕЙ ЦЕННОЙ БУМАГИ НАСТОЯЩИМ ПРИЗНАЕТ, ЧТО, ЕСЛИ В КАКОЙ-ЛИБО МОМЕНТ ВРЕМЕНИ, ПОКА ОН БУДЕТ ВЛАДЕТЬ ПРАВАМИ НА НАСТОЯЩУЮ ЦЕННУЮ БУМАГУ, ОН БУДЕТ НАХОДИТСЯ ЗА ПРЕДЕЛАМИ СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ В ЗНАЧЕНИИ, ПРЕДУСМОТРЕННОМ ПОЛОЖЕНИЕМ S, И ПРИ ЭТОМ НЕ БУДЕТ ЯВЛЯТЬСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ, ЭМИТЕНТ БУДЕТ ВПРАВЕ (А) ПРИНУДИТЬ ЕГО ПРОДАТЬ ПРИНАДЛЕЖАЩЕЕ ЕМУ ПРАВО НА НАСТОЯЩУЮ ЦЕННУЮ БУМАГУ ЛЮБОМУ ЛИЦУ, (I) КОТОРОЕ ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ И КОТОРОЕ ПО ВСЕХ ИНЫХ ОТНОШЕНИЯХ ИМЕЕТ ПРАВО КУПИТЬ НАСТОЯЩУЮ ЦЕННУЮ БУМАГУ В РАМКАХ СДЕЛКИ, НА КОТОРУЮ РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ ДЕЙСТВИЕ ИЗЪЯТИЯ ИЗ РЕГИСТРАЦИОННЫХ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ ЗАКОНОМ США О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, ИЛИ (II) КОТОРОЕ НАХОДИТСЯ ЗА ПРЕДЕЛАМИ СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ В ЗНАЧЕНИИ ПОЛОЖЕНИЯ S, ИЛИ (В) ПРИНУДИТЬ ТАКОГО БЕНЕФИЦИАРНОГО СОБСТВЕННИКА ПРОДАТЬ ПРИНАДЛЕЖАЩЕЕ ЕМУ ПРАВО НА НАСТОЯЩУЮ ЦЕННУЮ БУМАГУ ЭМИТЕНТУ ИЛИ ЛЮБОМУ АФФИЛИРОВАННОМУ ЛИЦУ ЭМИТЕНТА ИЛИ ПЕРЕДАТЬ ПРИНАДЛЕЖАЩЕЕ ЕМУ ПРАВО НА НАСТОЯЩУЮ ЦЕННУЮ БУМАГУ КАКОМУ-ЛИБО ЛИЦУ, УКАЗАННОМУ ЭМИТЕНТОМ ИЛИ ПРИЕМЛЕМОМУ ДЛЯ ЭМИТЕНТА, ПО ЦЕНЕ, РАВНОЙ НАИМЕНЬШЕЙ ИЗ СЛЕДУЮЩИХ СУММ: (X) ЦЕНЕ ПОКУПКИ ТАКОЙ ЦЕННОЙ БУМАГИ, УПЛАЧЕННОЙ СООТВЕТСТВУЮЩИМИ БЕНЕФИЦИАРНЫМИ СОБСТВЕННИКАМИ, (У) 100% ОСНОВНОЙ СУММЫ ДОЛГА ПО ТАКОЙ ЦЕННОЙ БУМАГЕ ИЛИ (Z) СПРАВЕДЛИВОЙ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ТАКОЙ ЦЕННОЙ БУМАГИ. ЭМИТЕНТ ИМЕЕТ ПРАВО ОТКАЗАТЬСЯ ПРИЗНАВАТЬ ПЕРЕДАЧУ ЛЮБОГО ПРАВА НА НАСТОЯЩУЮ ЦЕННУЮ БУМАГУ В ПОЛЬЗУ ЛЮБОГО АМЕРИКАНСКОГО ЛИЦА, КОТОРОЕ НЕ ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ.

6. Он соглашается, что каждому лицу, которому он передает Облигации, он предоставит уведомление о каком-либо ограничении по переводу таких Облигаций.
7. Он подтверждает, что до истечения 40 дней после начала предложения, любое предложение или продажа Облигаций дилером в пределах США (независимо от того, участвует он в предложении или нет) может нарушить требования по регистрации по Закону о ценных бумагах, если такое предложение или продажа выполнены не в соответствии с Правилем 144А по Закону о ценных бумагах.
8. Он подтверждает, что от Доверительного управляющего не будет требоваться принять, для регистрации передачи, какие-либо Облигации, кроме как по представлению подтверждения,

удовлетворяющего Эмитента и Доверительного управляющего, того, что ограничения, установленные в отношении передачи таких Облигаций, были соблюдены.

9. Он понимает, что Облигации, предлагаемые в соответствии с Правилу 144А, будут представлены Глобальной Облигацией по Правилу 144А. До того, как какая-либо доля в Глобальной Облигации 144А может быть предложена, продана, заложена или иначе передана лицу, которому осуществляется передача в форме доли в Глобальной Облигации по Положению S, ему будет необходимо предоставить платежному агенту письменное свидетельство о соответствии с применимым законодательством о ценных бумагах.

Он подтверждает, что Эмитент, Первоначальные покупатели и прочие будут полагаться на достоверные и точные вышеупомянутые подтверждения, представления, гарантии и соглашения, а также соглашается, что если какое-либо из подтверждений, представлений, гарантий и соглашений, считающихся сделанными посредством его покупки Облигаций, больше не являются точными, он должен незамедлительно уведомить об этом Первоначальных покупателей. Если он приобретает какие-либо Облигации в качестве доверительного управляющего или агента для одного или более счетов инвестора, то он заверяет, что у него есть исключительное дискреционное право инвестирования в отношении каждого такого счета инвестора, и что у него есть все полномочия делать вышеуказанные подтверждения, представления и соглашения от имени каждого такого счета инвестора.

Облигации по Положению S

Каждый покупатель Облигаций за пределами США в соответствии с Положением S и каждый последующий покупатель таких Облигаций при повторных продажах, приняв передачу данного Эмиссионного Проспекта и Облигаций, будет считаться, что заявил, согласился и подтвердил, что:

1. Он является, или во время приобретения Облигаций будет являться, бенефициарным собственником таких Облигаций и (а) находится за пределами США (в рамках значения Положения S) и (b) не является аффилированным лицом Эмитента или лицом, действующим от имени такого аффилированного лица.
2. Он понимает, что такие Облигации и Гарантии не были и не будут зарегистрированы в соответствии с Законом о ценных бумагах и что, до истечения периода соблюдения правил размещения, он не будет предлагать, продавать, закладывать или иначе передавать такие Облигации за исключением (а) в соответствии с Правилу 144А по Закону о ценных бумагах на сумму, не менее 150 000 долл. США, лицу, которое, как он или любое лицо, действующее от его имени разумно считает, является КИП, осуществляющее покупку за свой собственный счет или счет КИП, и которое принимает передачу в форме доли в Глобальной Облигации по Правилу 144А (если применимо) или (b) за пределами США в соответствии с Правилу 903 или Правилу 904 Положения S, в каждом случае в соответствии с любыми применимыми законами о ценных бумагах любого штата США.
3. Эмитент, регистратор, Первоначальные покупатели и их аффилированные лица и прочие будут полагаться на достоверность и точность вышеуказанных подтверждений, заверений и соглашений.
4. Он понимает, что Облигации, предложенные в соответствии с Положением S, будут представлены Глобальной Облигацией по Положению S. До того, как любая доля в таких Облигациях или Гарантиях может быть предложена, продана, заложена или иначе передана лицу, которому осуществляется передача в форме доли в Глобальной Облигации по Правилу 144А, ему будет необходимо предоставить платежному агенту письменное свидетельство о соответствии с применимыми законами о ценных бумагах.

ПЛАН РАСПРЕДЕЛЕНИЯ

В соответствии со сроками и условиями, указанными в соглашении о покупке от 13 октября 2010 г., Первоначальные покупатели, указанные ниже, согласились купить, а мы согласились продать Первоначальным покупателям, Облигации на указанную ниже основную сумму:

Первоначальные покупатели	Основная сумма долга по Облигациям долл. США
Citigroup Global Markets Limited	150 000 000
ING Bank N.V., London Branch.....	150 000 000
J.P. Morgan Securities Ltd.	150 000 000
Итого	450 000 000

Первоначальные покупатели должны осуществлять любые предложения или продажи на территории США, в той степени, в которой это необходимо, через своих брокеров, дилеров, аффилированных лиц из США.

Соглашение о покупке предусматривает, что обязательство Первоначальных покупателей по приобретению Облигаций будет зависеть от одобрения юрисконсультом соответствующих юридических вопросов, а также от выполнения других условий. Первоначальные покупатели должны купить все Облигации, если они покупают какие-либо из Облигаций.

Облигации и Гарантии не были и не будут зарегистрированы по Закону о ценных бумагах или квалифицированы для продажи в соответствии с законами о ценных бумагах любого штата США или юрисдикции за пределами США, и не могут предлагаться или продаваться в США, кроме как в рамках сделок, не которые не распространяется действие требований о регистрации, установленных Законом о ценных бумагах. См. раздел «К сведению инвесторов».

Нам сообщили, что Первоначальные покупатели намерены перепродать Облигации по предлагаемой цене, указанной на титульном листе настоящего Меморандума о предложении, в пределах США квалифицированным институциональным покупателям (как определено в Правиле 144А) в соответствии с Правилем 144А, и за пределами США посредством оффшорных транзакций в соответствии с Положением S. Цена, по которой предлагаются Облигации, может измениться в любое время без представления уведомления.

В дополнение, до истечения 40 дней после начала данного предложения, любое предложение или продажа Облигаций дилером в пределах США, который не участвует в данном предложении, может нарушить требования по регистрации Закона о ценных бумагах, если такое предложение или продажа осуществляется не в соответствии с Правилем 144А.

В каждом Соответствующем Государстве-члене, предложение любых Облигаций неограниченному кругу лиц не может осуществляться в этом Соответствующем Государстве-члене до того, пока не будет опубликован проспект в отношении Облигаций, который был утвержден компетентным органом в таком Соответствующем Государстве-члене или в надлежащем месте, утвержденном в другом Соответствующем Государстве-члене, с предоставлением уведомления в компетентный орган в этом Соответствующем Государстве-члене, все в соответствии с Директивой о проспектах эмиссии, за исключением случаев, когда предложение любых Облигаций неограниченному кругу лиц в таком Соответствующем Государстве-члене может быть сделано в любое время на основании следующих видов освобождений в соответствии с Директивой о проспектах эмиссии, если Директива о проспектах эмиссии была внедрена в этом Соответствующем Государстве-члене:

- (a) юридическим лицам, которые уполномочены или регламентированы осуществлять деятельность на финансовых рынках или, если не уполномочены и не регламентированы действовать таким образом, которые имеют цель только осуществить капиталовложение в ценные бумаги;
- (b) любому юридическому лицу, которое имеет два или более (1) в среднем не менее 250 сотрудников в течение последнего финансового года; (2) общий баланс составляет более 43 000 000 Евро; и (3)

ежегодный чистый оборот составляет более 50 000 000 Евро, как показано в его последних ежегодных или консолидированных отчетах;

- (с) менее, чем 100 физическим или юридическим лицам (за исключением квалифицированных инвесторов, как определено в Директиве о проспектах эмиссии), при условии получения предварительного согласия Первоначальных покупателей для любого такого предложения; или
- (d) в любых других обстоятельствах, указанных в Статье 3(2) Директивы о проспектах эмиссии,

при условии, что никакое такое предложение Облигаций не приведет к необходимости публикации Эмитентом, любым Гарантом или Первоначальными покупателями, проспекта в соответствии со Статьей 3 Директивы о проспектах эмиссии.

Для целей настоящего положения, выражение «предложение неограниченному кругу лиц» в отношении любых Облигаций в любом Соответствующем Государстве-члене означает предоставление, в любой форме и с помощью любых средств, достаточной информации на условиях предложения и любые Облигации должны предлагаться так, чтобы дать возможность инвестору принять решение о покупке любых Облигаций, а также это может изменяться в таком Соответствующем Государстве-члене любой мерой, внедряющей Директиву о проспектах эмиссии в таком Соответствующем Государстве-члене.

Каждый Первоначальный покупатель заявляет и гарантирует, что:

- (a) он только предоставил, или обеспечил предоставление, и будет только предоставлять или обеспечивать предоставление приглашения или предложения начать инвестиционную деятельность (в рамках значения Раздела 21 ЗФУР), полученного им в связи с выпуском или продажей Облигаций в обстоятельствах, в которых Раздел 21(1) ЗФУР не применяется к Эмитенту или любому Гаранту; и
- (b) он выполнил и будет выполнять все применимые положения ЗФУР относительно всего, сделанного им в отношении Облигаций в Соединенном Королевстве, из Соединенного Королевства или иным вовлечением Соединенного Королевства.

Облигации будут представлять собой новый класс ценных бумаг с неустановленным вторичным рынком. Заявка была подана через нашего агента по листингу для включения Облигаций в Официальный Список Люксембургской Фондовой Биржи и допуска к торговле на Европейском рынке Многосторонней Торговой Площадки (MTF) Люксембургской фондовой биржи. Мы не можем гарантировать вам того, что цены, по которым Облигации будут продаваться на рынке после данного предложения, не будут ниже первоначально предложенной цены, или, что активный вторичный рынок для Облигаций будет развиваться и функционировать после настоящего Предложения. Первоначальные покупатели сообщили нам, что на настоящий момент они намереваются создать рынок Облигаций. Однако, они не обязаны это делать, и они могут в любое время, без предоставления уведомления, прервать любую деятельность по созданию рынка Облигаций. См. «Стабилизация». В дополнение, деятельность по созданию рынка будет подлежать ограничениям, налагаемым Законом о Биржах, и может быть ограничена. Следовательно, мы не можем гарантировать вам то, что ликвидный рынок будет развиваться в отношении Облигаций, что вы сможете продать ваши Облигации в определенное время или что цены, которые вы получите при продаже, будут благоприятными. См. «Факторы риска – Нет установленного вторичного рынка Облигаций и нет никакой гарантии того, что владельцы Облигаций смогут продать свои Облигации».

В связи с этим предложением, Первоначальные покупатели не осуществляют деятельность не для кого, кроме нас, и не будут нести ответственность перед кем-либо, кроме нас, ни за предоставление средств защиты, предназначенных для их клиентов, ни за предоставление консультации в отношении такого предложения.

покупателям Облигаций, проданных Первоначальными покупателями, может потребоваться оплатить гербовые сборы и другие расходы в соответствии с законодательством и практикой страны покупки в дополнение к первоначально предлагаемой цене, указанной на титульном листе настоящего Меморандума о предложении.

Мы согласились освободить Первоначальных покупателей от определенных обязательств, включая обязательства по Закону о ценных бумагах США.

Citigroup Global Markets Limited, ING Bank N.V., London Branch и J.P. Morgan Securities Ltd. и их соответствующие аффилированные лица периодически предоставляют нам и нашим аффилированным

лицам различные услуги в отношении финансовых консультаций, инвестиционной и коммерческой деятельности банков, за которые они получили или могут получить стандартную оплату за консультационные услуги и расходы в связи с ними.

ЮРИДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

White & Case LLP решает для нас определенные юридические вопросы, связанные с федеральным законодательством США, Нью-Йорка и Казахстана. Для Первоначальных покупателей Linklaters LLP будет решать некоторые юридические вопросы, связанные с федеральным законом США и законодательством штата Нью-Йорк, а Baker & McKenzie-CIS Limited – вопросы, связанные с законодательством Казахстана.

НЕЗАВИСИМЫЕ АУДИТОРЫ

Консолидированная финансовая отчетность Группы за 2009 и 2008 гг., по состоянию на 31 декабря, и Комбинированная финансовая отчетность за 2007 г., включенная в настоящий Меморандум о предложении, была проверена Ernst & Young LLP, как указано в их отчетах, упомянутых в настоящем Меморандуме о предложении.

Непроверенная аудиторами сжатая консолидированная финансовая отчетность Группы за шесть месяцев по состоянию на 30 июня 2010 г., включенная в данный Меморандум о предложении, была проверена Ernst & Young LLP в соответствии с Международным стандартом по обзорным проверкам 2410 «Обзорная проверка промежуточной финансовой информации юридического лица, выполняемая независимым аудитором», как указано в их отчете, упомянутом в настоящем Меморандуме о предложении.

Компания Ernst & Young LLP зарегистрирована по адресу: Казахстан, Алматы, 050059, Есентай Тауэр 77/7, пр. Альфараби.

ГДЕ НАЙТИ ДОПОЛНИТЕЛЬНУЮ ИНФОРМАЦИЮ

Каждому покупателю Облигаций у Первоначального покупателя будет предоставлен экземпляр настоящего Меморандума о предложении и все соответствующие приложения и дополнения к настоящему Меморандуму о предложении. Каждое лицо, получающее настоящий Меморандум о предложении и все соответствующие приложения или дополнения к нему подтверждают, что:

- у такого лица была возможность затребовать у нас, рассмотреть и получить всю дополнительную информацию, которую он посчитал необходимой для проверки достоверности и целостности информации, указанной в данном Меморандуме о предложении;
- такое лицо не полагалось на Первоначальных покупателей или какое-либо лицо, аффилированное с какими-либо Первоначальными покупателями, в связи с проверкой им достоверности такой информации или принятием им решения по инвестированию; и
- за исключением случаев, предусмотренных первым вышеуказанным пунктом, никакое лицо не имеет права сообщать информацию или делать презентацию по Облигациям, предлагаемым настоящим Меморандумом о предложении, за исключением той информации, которая указана в настоящем Меморандуме о предложении и, если она все таки была сообщена или сделана, то на такую дополнительную информацию или презентацию не следует полагаться как на разрешенную либо нами, либо Первоначальными покупателями.

По первому требованию, мы предоставим вам копии и форму Облигаций и Гарантии, а также любых обеспечительных документов. Мы можете запросить копии таких документов у г-жи Клэр Кальвер по тел: +322 734 7456.

В настоящее время на нас не распространяются требования о предоставлении периодичной отчетности и прочей информации по Закону о биржах США. Однако, согласно Соглашению о выпуске облигационного займа, которое будет регулировать Облигации, мы согласимся периодически предоставлять информацию владельцам Облигаций. См. *«Описание Облигаций – Некоторые односторонние обязательства – Отчеты для держателей»*.

До тех пор, пока Облигации допущены к торговле на Европейском рынке МТФ и включены в Официальный котируемый список Люксембургской фондовой биржи, и правила и положения такой фондовой биржи этого требуют, копия такой информации будет также предоставляться для ознакомления в течение обычного рабочего времени любого рабочего дня в указанном офисе платежного агента в Люксембурге.

ЛИСТИНГ И ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Допуск к торгам и листинг

Подана заявка для допуска Облигаций к торгам на европейском рынке МТФ и включения их в Официальный котировальный список Люксембургской фондовой биржи в соответствии с правилами и положениями такой биржи.

Информация о листинге в Люксембурге

До тех пор, пока Облигации допущены к торгам на Европейском рынке МТФ и включены в Официальный котировальный список Люксембургской фондовой биржи и пока правила и положения такой фондовой биржи этого требуют, копии следующих документов на английском языке можно проверить и получить в указанном офисе платежного агента в Люксембурге в течение обычного рабочего времени:

- учредительные документы Эмитента и Гарантов;
- финансовую отчетность, включенную в Меморандум о предложении;
- любые годовые и промежуточные финансовые отчеты или отчетность Zhaikmunai L.P., в той степени, в которой они доступны;
- Соглашение о выпуске облигационного займа, которое содержит условия Гарантий по Облигациям;
- Соглашение о покупке;
- дополнительные документы.

Эмитент назначил Dexia Banque Internationale à Luxembourg *société anonyme* в качестве Люксембургского агента по листингу, Люксембургского трансферт-агента и Люксембургского платежного агента, Citibank N.A. - в качестве основного платежного агента, Нью-Йоркского платежного агента и трансферт-агента, и Citigroup Global Markets Deutschland AG - в качестве регистратора для осуществления платежей по Облигациям, если применимо, и их передачи. Эмитент сохраняет за собой право изменять такое назначение в соответствии с условиями Соглашения о выпуске облигационного займа.

Эмитент несет ответственность за информацию, содержащуюся в настоящем Меморандуме о предложении. Эмитент уверяет, что за исключением случаев, когда указано иное, информация, содержащаяся в настоящем Меморандуме о предложении, соответствует фактам, а также что он и не упустил ничего, что может повлиять на суть настоящего Меморандума о предложении. Настоящий Меморандум о предложении может использоваться только для тех целей, для которых он был опубликован.

Информация о клиринге

Облигации, проданные в соответствии с Положением S и Правил 144A, были приняты для клиринга через объекты DTC, и им присвоены номера Комитета по присвоению ценным бумагам стандартных номеров и кодов N97708AA4 и 98951QAA3, соответственно. Кодом ISIN для Облигаций, проданных в соответствии с Положением S, является USN97708AA49, Обычный Код 055131198, а Кодом ISIN для Облигаций, проданных в соответствии с Правил 144A, является US98951QAA31, Обычный Код 055131228.

Юридическая информация

Эмитент

Эмитент является частной компанией с ограниченной ответственностью (*besloten vennootschap met beperkte aansprakelijkheid*), должным образом созданной в соответствии с законодательством Нидерландов. Он зарегистрирован по адресу: Zuidsingel 1, 3811 HA Amersfoort, и зарегистрирован в коммунальном регистре Amersfoort под номером 32171914. Что касается информации о его акционерах, см. «Эмитент». Эмитент получил все необходимые разрешения, утверждения и полномочия в рамках юрисдикции его регистрации в связи с выпуском Облигаций и получил свои полномочия в соответствии с решением собрания его акционеров от 12 октября 2010 г. и решением его Наблюдательного совета, принятым на заседании 12 октября 2010 г.

Финансовый год и отчетность

Финансовый год Эмитента начинается 1 января и заканчивается 31 декабря каждого года. Он готовит и публикует ежегодную проверенную финансовую отчетность. Любая дальнейшая опубликованная финансовая отчетность, которую он готовит, будет доступна в течение обычного рабочего времени в офисах Платежного агента в Люксембурге. Эмитент не осуществляет подготовку промежуточной финансовой отчетности.

Ежегодное общее собрание акционеров

Ежегодное общее собрание акционеров Эмитента обычно проводится в коммуне, в которой зарегистрирован его зарегистрированный офиса, в месте, указанном в уведомлении о созыве собрания акционеров, до 30 июня каждого года.

Юридическая информация о Гарантах

Гаранты

ТОО «Жаикмунай» является товариществом с ограниченной ответственностью в соответствии с законодательством Республики Казахстан. Зарегистрировано по адресу: Казахстан, 090000, Западно-Казахстанская область, Уральск, пр. Евразия 59/2. ТОО зарегистрировано в соответствии с государственным свидетельством о перерегистрации No. 6056-1926-ТОО(IU) от 11 августа 2004 г., и ему был присвоен идентификационный номер предприятия: 970340003085. 45% долей участия в Жаикмунае принадлежат Claydon Industrial Limited, а другие 55% - ТОО «Конденсат-Холдинг». Жаикмунай получил все необходимые разрешения, утверждения и полномочия в рамках юрисдикции его регистрации в связи с Гарантией и Договорами об обеспечении. Создание и выпуск Гарантии по Облигациям, а также заключение Договоров об обеспечении было уполномочено на внеочередном общем собрании участников ТОО «Жаикмунай» от 12 октября 2010 г. и в соответствии со Статьей 10 устава Жаикмуная.

Zhaikmunai L.P. является ограниченным партнерством в соответствии с законодательством о. Мэн. Зарегистрировано по адресу: 7th Floor Harbour Court, Lord Street, Douglas, Isle of Man IM1 4LN и зарегистрировано в Реестре компаний о. Мэн под регистрационным номером 295P. Что касается информации о владении капиталом Zhaikmunai L.P., см. «Основные владельцы долей участия в капитале партнерства с ограниченной ответственностью и Доли участия». Zhaikmunai L.P. получил все необходимые разрешения, утверждения и полномочия в рамках юрисдикции его формирования в связи с Гарантией и Договорами об обеспечении. Создание и выпуск Гарантии по Облигациям, а также заключение Соглашений об обеспечении, было уполномочено его генеральным партнером и в соответствии со Статьей 4.1(b)(vi) устава Zhaikmunai L.P., 12 октября 2010 г.

Frans van der Schoot B.V. является частной компанией с ограниченной ответственностью (*besloten vennootschap met beperkte aansprakelijkheid*), должным образом созданной в соответствии с законодательством Нидерландов 29 ноября 1994 г. на неограниченный срок. Ее номер в реестре компаний Gooi, Eem- and Flevoland, Нидерландов – 16032335. Frans van der Schoot B.V. является непосредственной 100-процентной дочерней компанией Zhaikmunai L.P. Разрешенный к выпуску акционерный капитал Frans van der Schoot B.V. составляет 18 152 евро и разделен на обыкновенные именные акции номинальной стоимостью 1 евро каждая. Frans van der Schoot B.V. получила все необходимые разрешения, утверждения и полномочия в рамках юрисдикции ее регистрации в связи с Гарантией и Договорами об обеспечении. Создание и выпуск Гарантии по Облигациям, а также заключение Договоров об обеспечении было

уполномочено советом директоров и учредителем Frans van der Schoot B.V. и в соответствии со Статьей 16 и 14 соответственно устава Frans van der Schoot B.V., 12 октября 2010 г.

ТОО «Конденсат-Холдинг» является товариществом с ограниченной ответственностью, созданным в соответствии с законодательством Республики Казахстан. Зарегистрировано по адресу: Казахстан, 090000, Западно-Казахстанская область, Уральск, пр. Евразия 59/2. ТОО зарегистрировано в соответствии с государственным свидетельством о перерегистрации No. 1286-1426-ТОО(IU) от 11 августа 2004 г. и ему был присвоен идентификационный номер предприятия: 970740003337. 100% долей участия в ТОО «Конденсат-Холдинг» принадлежат Jubilata Investments Limited. ТОО «Конденсат-Холдинг» получило все необходимые разрешения, утверждения и полномочия в рамках юрисдикции его формирования в связи с Гарантией. Создание и выпуск Гарантии по Облигациям, а также заключение Договоров об обеспечении было уполномочено компанией Jubilata Investments Limited, как единственным участником ТОО «Конденсат-Холдинг», и в соответствии со Статьей 4 устава ТОО «Конденсат-Холдинг», 12 октября 2010.

Claydon Industrial Limited является акционерной компанией с ограниченной ответственностью, зарегистрированной в соответствии с Законом о коммерческих компаниях БВО от 2004 г. Зарегистрирована 8 апреля 2004 г., номер компании 590631. Компания зарегистрирована по адресу: PO Box 146, Road Town, Tortola, British Virgin Islands (Британские Виргинские Острова). Claydon Industrial Limited является непосредственной 100-процентной дочерней компанией Zhaikmunai L.P. Разрешённый к выпуску акционерный капитал Claydon Industrial Limited составляет 50 000 долл. США и разделен на 50 000 акций номинальной стоимостью 1,00 долл. США каждая. Акционерный капитал полностью выплачен. Claydon Industrial Limited получила все необходимые разрешения, утверждения и полномочия в рамках юрисдикции ее регистрации в связи с Гарантией. Создание и выпуск Гарантии по Облигациям были уполномочены директорами Claydon Industrial Limited 12 октября 2010 г.

Jubilata Investments Limited является акционерной компанией с ограниченной ответственностью, зарегистрированной в соответствии с Законом о коммерческих компаниях БВО от 2004 г. Создана 2 января 2001 г., номер компании 423418. Компания зарегистрирована по адресу: PO Box 146, Road Town, Tortola, British Virgin Islands (Британские Виргинские острова). Jubilata Investments Limited является непосредственной 100-процентной дочерней компанией Zhaikmunai L.P. Разрешённый к выпуску акционерный капитал Jubilata Investments Limited составляет 50 000 долл. США и разделен на 50 000 акций номинальной стоимостью 1,00 долл. США каждая, из которых две акции были выпущены и полностью оплачены. Jubilata Investments Limited получила все необходимые разрешения, утверждения и полномочия в рамках юрисдикции ее регистрации в связи с Гарантией. Создание и выпуск Гарантии по Облигациям были уполномочены директорами Jubilata Investments Limited 12 октября 2010 г.

Общая информация

За исключением случаев, информация о которых была раскрыта в настоящем Меморандуме о предложении:

- с 30 июня 2010 г не было никакого существенного неблагоприятного изменения в финансовом положении Группы; и
- Группа не была вовлечена в какой-либо судебный, административный процесс или арбитраж в отношении претензий или сумм, которые являются существенными в контексте выпуска Облигаций, за исключением случаев, которые иным образом раскрыты в Меморандуме о предложении, и, насколько известно Группе на настоящий момент, никакого судебного, административного процесса или арбитража нет, и не предстоит.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящем Меморандуме о предложении используются следующие определения, если иное не следует из контекста:

“Поправки от 1999”	Закон № 467-1 «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты об операциях по недропользованию и нефтяных операциях в Республике Казахстан», вносящий поправки в старый Закон о недрах.
“Поправки от 2004-2005”	Закон № 2-III «О внесении изменений и дополнений в определенные законодательные акты о недропользовании и операциях по недропользованию» от 1 декабря 2004 г. и Закон № 79-3 «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты о недропользовании и проведении нефтяных операций в Казахстане» от 14 октября 2005 г, вносящие поправки в старый Закон о недрах.
“Поправки от 2007”	Законодательный акт, принятый в октябре 2007 г., вносящий поправки в старый Закон о недрах.
“Отчет Ryder Scott за 2009”	Отчет, подготовленный Ryder Scott, от 1 июля 2009 г. в отношении запасов и ресурсов Группы.
“Аффилированное лицо”	Физическое или юридическое лицо, контролирующее другое физическое или юридическое лицо, контролируемое им или находящееся под общим его контролем.
“AMEC”	AMEC Earth and Environmental UK Ltd.
“Amery”	Amery Capital Limited, зарегистрированная по адресу: P.O. Box 146, Road Town, Tortola, British Virgin Islands (Британские Виргинские Острова).
“Amersham”	Amersham Oil TO.
“Антимонопольное агентство”	Казахстанский антимонопольный орган.
“Уполномоченный орган нефти и газа”	Государственный уполномоченный орган в области нефти и газа, действующий по указанию Президента и Правительства, в настоящее время, МНГ.
“BNP Paribas”	BNP Paribas (Suisse) S.A.
“БТА”	ОАО БТА Банк (ранее назывался ОАО Банк ТуранАлем).
“БВО”	Британские Виргинские Острова
“Чинаревское месторождение”	Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение.
“Claremont”	Claremont Holdings Limited, зарегистрированная по адресу: Clinch’s House, Lord Street, Douglas, Isle of Man IM99 1RZ.
“Подписка Claremont”	Подписка Claremont на 25 000 000 ГДР по цене 4,00 долл. США за Долю участия на основании Соглашения о подписке Claremont
“Соглашение о подписке Claremont”	Соглашение об условной подписке от 29 июля 2009 г. между Zhaikmunai L.P., Генеральным партнером и Claremont.
“Claydon”	Claydon Industrial Limited, зарегистрированная по адресу: Trident Chambers, Road Town, Tortola, British Virgin Islands (Британские Виргинские острова).
“Объединенный кодекс”	Объединенный кодекс корпоративного управления представляет собой ряд правил образцового корпоративного управления и кодекс наилучшей практики, предназначенный для компаний, прошедших процедуру листинга на Лондонской фондовой бирже.
“Доли участия”	Доля партнера с ограниченной ответственностью, каждая из которых представляет собой дробную часть прав и обязательств всех партнеров с ограниченной ответственностью Zhaikmunai L.P.
“Компетентный орган”	Государственный центральный исполнительный орган, назначенный Правительством для выступления имени Государства в целях осуществления прав в отношении заключения и исполнения контрактов на недропользование, за исключением контрактов на разведку и добычу часто встречающихся природных ресурсов. До недавнего времени таким органом являлось Министерство энергетики и минеральных ресурсов Казахстана, которое 12 марта 2010 г. было реорганизовано в Министерство нефти и газа в отношении нефтяной и газовой промышленности.
“Закон о конкуренции”	Закон Казахстана «О конкуренции» (№112-IV от 25 декабря 2008 г., который вступил в силу 1 января 2009 г.)
“Конденсат-Холдинг”	ТОО «Конденсат-Холдинг»

«компенсационная нефть»	«Компенсационная нефть» означает количество добытой сырой нефти, по отношению к которой рыночная стоимость равна ежемесячным расходам Жаикмуна, которые могут быть вычтены на основании СРП (включая все операционные расходы, затраты на разведку и разработку, вплоть до ежегодного максимального процента в размере 90% от ежегодной валовой фактической стоимости добычи углеводородов).
«КГКЧС»	Комитет Республики Казахстан по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью (подчиняется Министерству по чрезвычайным ситуациям).
«Техсхема»	Планы разработки, утвержденные Центральным Комитетом по разработке в марте 2009 г.
«Директора» или «Совет директоров»	Директора Генерального партнера.
«Правила прозрачности и раскрытия информации»	Правила прозрачности и раскрытия информации, установленные Финансовым органом согласно Разделу 73А Закона о финансовых услугах и рынках от 2000 г. (с поправками).
«DTC»	The Depositary Trust Company.
«EBIT»	Прибыль до уплаты процентов и налогов.
«EBITDA»	Прибыль до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации
«ЕБРР»	Европейский банк реконструкции и развития.
«Природоохранный кодекс»	Природоохранный кодекс Казахстана (№ 212, от 9 января 2007, с поправками).
«Euroclear»	Euroclear Bank S.A./N.V.
«Закон о биржах»	Закон США «О фондовых биржах» 1934 г., с поправками.
«Договор на предоставление услуг»	Соглашение об оказании услуг между ZGL и FvdS от 1 сентября 2008 г., измененный и дополненный 17 сентября 2009 г. на оказание индивидуальных консультационных услуг ZGL и ее дочерним компаниям.
«Разрешение на разведку»	Геологический отвод (Приложение к Лицензии), выданный Жаикмунаю Компетентным органом.
«Управление Великобритании по финансовым услугам» или «УФУ»	Управление по финансовым услугам Соединенного Королевства.
«ЗФУР»	Закон о финансовых услугах и рынках от 2000 г. (с поправками).
«FvdS»	Frans van der Schoot B.V.
«Разрешения на сжигание газа»	Разрешения, выданные Жаикмунаю Компетентным органом в отношении сжигания газа.
«Установка подготовки газа»	Установка, построенная КСС и Exterran для подготовки всего газа, добываемого Жаикмунаем вместе с сырой нефтью, а также газа, который будет добываться для продажи.
«Гарантия»	Полная и безусловная гарантия по Облигациям, с учетом ограничений местного законодательства, выданная Гарантами.
«Гаранты»	Совместно, гаранты Облигаций, которыми являются Claydon, Jubilata, FvdS, Zhaikmunai L.P., Condensate-Holding и Жаикмунай.
«ГДР»	Глобальные депозитарные расписки Zhaikmunai L.P.
«Генеральный партнер»	ZGL в своей компетенции как главного партнера Zhaikmunai L.P.
«Правительство»	Правительство Республики Казахстан.
«Группа»	Zhaikmunai L.P. и, если необходимо по контексту, его прямые и косвенные консолидированные дочерние компании.
«ЗПНКПН»	Закон о подоходном налоге и корпоративном подоходном налоге 1988 г.
«МСФО»	Международные стандарты финансовой отчетности.
«Независимый директор»	Независимые директора Генерального партнера, как определено в Уставе Генерального партнера.
«Первичное размещение»	Размещение 10 000 000 Долей участия в форме ГДР (i) в США для КИП на основании Правила 144А и (ii) за пределами США в соответствии с Положением S от 28 марта 2008 г., с последующим допуском ГДР к торгам и листингу и допуском к торгам по Международной книге заявок от 2 апреля 2008 г.
«Первоначальные покупатели»	Citigroup Global Markets Limited, ING Bank N.V., London Branch и J.P. Morgan Securities Ltd.
«ИнтерГаз»	Intergaz Ltd.
«Инвестор»	Аффилированное лицо фондов, управляемых Baring Vostok Capital Partners Limited.

“МКЗ”	Международная книга заявок Лондонской фондовой биржи.
“Эмитент”	Zhaikmunai Finance B.V.
“Jubilata”	Jubilata Investments Limited, зарегистрированная по адресу: Trident Chambers, Road Town, Tortola, British Virgin Islands (Британские Виргинские острова).
“Казахстан”	Республика Казахстан.
“КазмунайГаз” или “КазМунайГаз РД”	ОАО «КазМунайГаз Разведка и Добыча».
“КазРосГаз”	ТОО «КазРосГаз».
“КПО”	Карачаганак Петролиум Оперэйшнс.
“КСС”	АО "НГСК КазСтройСервис".
“КТО”	ОАО «КазТрансОйл» (дочерняя компания НК КазМунайГаза).
“КТЖ”	АО НК «Казахстан Темир Жолы».
“Киотский Протокол”	Киотский Протокол для Рамочной конвенции об изменении климата ООН.
“Лицензия”	Лицензия серии МГ № 253-Д (Нефть), выданная Жаикмунаю Правительством 26 мая 1997 г.
“Закон о лицензировании”	Закон Казахстана «О лицензировании» (№ 214 от 11 января 2007 г., с поправками, вступивший в силу 9 августа 2007 г.).
“Правила листинга”	Правила листинга, установленные Управлением Великобритании по финансовым услугам в соответствии с разделом 73А ЗФУР.
“Лондонская фондовая биржа” или “ЛФБ”	London Stock Exchange plc (Лондонская фондовая биржа)
“МООС”	Министерство охраны окружающей среды Республики Казахстан.
“МИНТ”	Министерство индустрии и новых технологий Республики Казахстан.
“Mirabaud”	Mirabaud Securities LLP.
“МНГ”	Министерство нефти и газа РК, Государственный центральный исполнительный орган, действующий на основании его Положений, утвержденных Постановлением Правительства (№ 254 от 20 мая 2010 г.), который в настоящее время является Компетентным органом в сфере нефти и газа и Уполномоченным органом в области нефти и газа.
“НБК”	Национальный Банк Казахстана.
“НК КМГ”	ОАО Национальная Компания КазМунайГаз.
“Новый Закон о недрах”	Последний Закон Казахстана «О недрах и недропользовании» (№ 291-IV от 24 июня 2010).
“Старый Закон о недрах”	Закон Казахстана «О недрах и недропользовании» (№ 2828 от 27 января 1996 г., с поправками), который был недавно заменен Новым Законом о недрах.
“Указ”	Закон о финансовых услугах и рынках 2000 г. (Продвижение финансовых продуктов), Указ от 2005 г.
“Закон о партнерствах”	Закон о-ва Мэн «О партнерствах» от 1909 г.
“Соглашение о партнерстве”	Соглашение о партнерстве, измененное и дополненное, в отношении Zhaikmunai L.P. от 27 августа 2009 г. между Генеральным партнером и партнерами с ограниченной ответственностью, указанными в нем.
“Индивидуальный договор”	Договор о предоставлении персонала между Amersham и Жаикмунаем от 25 октября 2006 г.
“Размещение”	Выпуск 45 000 000 Долей участия на неприоритетной основе лицам, предоставленным Менеджерами в соответствии с Соглашением о размещении.
“Соглашение о размещении”	Эмиссионное соглашение от 29 июля 2009 г. между Zhaikmunai L.P., ZGL, ING, Mirabaud, Renaissance Securities (Cyprus) Limited и FirstEnergy Capital.
“СУУР”	Система Управления Углеводородными Ресурсами 2007 г., которая определяет ряд дефиниций и директив, предназначенных для предоставления обычной справочной информации для международной нефтяной промышленности, организованная Ассоциацией инженеров-нефтяников, Американской ассоциацией геологов-нефтяников, Всемирным нефтяным советом и Ассоциацией Инженеров по подсчету запасов нефти.
“Probel”	Probel Capital Management N.V.
“Разрешение на добычу”	Горный отвод (Приложение к Лицензии), выданный Жаикмунаю Компетентным органом.

«прибыльная нефть»	«прибыльная нефть» - это разница между Кост Оил и общим количеством сырой нефти, добытой в каждом месяце, которая делится между государством и Жаикмунаем.
«Директива о проспектах эмиссии»	Директива 2003/71/ЕС Европейского парламента и Совета от 4 ноября 2003 г., включая любые соответствующие меры, применяемые в каждом Соответствующем Государстве-члене.
«СРП»	Контракт на дополнительную разведку, добычу и раздел добычи углеводородов на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении в Западно-Казахстанской области, № 81 от 31 октября 1997 г., с поправками, между Жаикмунаем и Компетентным органом (в настоящее время МНГ), представляющим Казахстан.
«Закон о СРП»	Закон Казахстана № 68-III «О соглашениях о разделе продукции при проведении нефтяных операций на море» от 8 июля 2005 г.
«КИП»	Квалифицированный институциональный покупатель, как определено в Правиле 144А.
«СПЗ»	Свод пересмотренных законов Нью-Гэмпшир штата Нью-Гэмпшир, США.
«Положение S»	Положение S по Закону о ценных бумагах.
«Соглашение о взаимоотношениях»	Соглашение о взаимоотношениях между Zhaikmunai L.P., Thyler, ZGL и Claremont от 28 марта 2008 г.
«Соответствующее Государство-член»	Государство-член Европейской экономической зоны, которое внедрило Директиву о проспектах эмиссии.
«Правило 144А»	Правило 144А по Закону о ценных бумагах.
«Ryder Scott»	Ryder Scott Company, L.P.
«Saipem»	Saipem S.p.A.
«Scoulton»	Scoulton Holdings Limited, зарегистрированная по адресу: Trident Chambers, Road Town, Tortola, British Virgin Islands (Британские Виргинские острова).
«КББ»	Комиссия по ценным бумагам и биржам США.
«Закон о ценных бумагах»	Закон о ценных бумагах США от 1933, с поправками.
«государство»	Казахстан.
«Государственная приемочная комиссия»	Государственная приемочная комиссия Республики Казахстан, которая является компетентным органом, уполномоченным, среди прочего, подтверждать начало постоянных операций в отношении определенных объектов, включая Установку Подготовку Газа.
«Доля государства»	Доля добычи углеводородов (в денежном выражении или натурой), причитающаяся Казахстану по СРП.
«Кодекс по поглощениям»	Кодекс Сити по поглощениям и слияниям Соединенного Королевства.
«ТШО»	Совместное предприятие между Chevron Техасо, Exxon Mobil, Lukarco и НК КМГ.
«тенге» или «KZT»	Законная валюта Казахстана.
«Thyler»	Thyler Holdings Limited, зарегистрированная по адресу: Trident Chambers, Road Town, Tortola, British Virgin Islands (Британские Виргинские Острова).
«УНГГ»	АО «УральскНефтеГазГеология».
«доллары США» или «US\$»	Законная валюта США.
«Водный кодекс»	Водный кодекс Казахстана (№. 481, от 9 июля 2003, с поправками).
«РВП» или «Разрешение на водопользование»	Разрешение, выданное соответствующим Правительственным органом в отношении использования воды в соответствии с Водным Законодательством.
«Жаикмунай»	ТОО «Жаикмунай», действующая компания Группы.
«Zhaikmunai Group Limited» или «ZGL»	Zhaikmunai Group Limited, зарегистрированная по адресу: 7th Floor Harbour Court, Lord Street, Douglas, Isle of Man IM1 4LN.

СЛОВАРЬ ТЕХНИЧЕСКИХ И ДРУГИХ ТЕРМИНОВ

Ниже указаны определения конкретных нефтяных и газовых терминов и аббревиатур, используемых в настоящем Меморандуме о предложении.

“Трехмерная сейсмическая разведка”	Сейсмическая разведка, которая проводится, обрабатывается и интерпретируется для получения трехмерного изображения нижнего горизонта.
“АНИ”	Показатель плотности сырой нефти или других жидких углеводородов, измеряемый по системе, рекомендованной Американским Нефтяным Институтом, АНИ, измеряемый в градусах по отношению к конкретному диапазону плотности. Чем выше плотность по шкале АНИ, тем легче соединение.
“попутный газ”	Газ, который залегают в резервуаре сырой нефти в газообразном состоянии.
“барр”	Аббревиатура барреля, который равен 42 галлонам США.
“bpd”	Число баррелей в сутки.
“boe”	Баррели в нефтяном эквиваленте.
“условные запасы”	Оцениваемые запасы на определенную дату, которые потенциально извлекаемы из известных залежей, но которые в настоящее время не считаются коммерчески извлекаемыми.
“DAF”	Продажа, осуществляемая на условиях «поставка до границы».
“FCA”	Продажа, осуществляемая на условиях «франко-перевозчик».
“FCA Уральск”	Продажа, осуществляемая на условиях «франко-перевозчик», согласно которым Жаикмунай осуществляет поставку на терминал в Уральске, и риск транспортировки и потери переходит на покупателя после передачи груза перевозчику.
“месторождение”	Участок, состоящий из одного или нескольких коллекторов, сгруппированных или относящихся к одной отдельной геологической особенности строения и/или стратиграфическому состоянию.
“FOB”	Продажа, осуществляемая на условиях «франко-борт».
“газ”	Нефтепродукт, состоящий в основном из легких углеводородов. Он может быть разделен на сухой газ, главным образом метан, но часто содержащий некоторое количество этана и меньшее количество тяжелых углеводородов (также называется товарный газ), и жирный газ, главным образом этан, пропан и бутан, а также в меньшем количестве более тяжелые углеводороды; частично жидкий, находящийся под атмосферным давлением.
“газоконденсат”	Смесь жидких углеводородов, образующаяся в результате конденсации нефтяных углеводородов, изначально находящихся в газообразном состоянии в подземном коллекторе.
“суммарное количество”	Суммарное количество нефтяных и газовых скважин или акров является общим количеством скважин или акров, в которых Группа имеет долю, не зависимо от ее размера.
“углеводороды”	Соединения, образуемые из водорода (H) и углерода (C), которые могут находиться в твердом, жидком и газообразном состоянии.
“СУГ”	Сжиженный Углеводородный Газ.
“м”	Метр.
“mboe”	Тысячи баррелей в нефтяном эквиваленте.
“mmbbl”	Миллионы баррелей.
“mmboe”	Миллионы баррелей в нефтяном эквиваленте.
“нефть”	Сырая нефть и конденсат.
“оператор”	Отдельное лицо или компания, несущая ответственность за проведение работ по разведке, разработке и добыче нефти и газа на арендованном нефтегазоносном участке или горном отводе самостоятельно и, если применимо, в отношении других долевыми собственниками, в общем, в соответствии с условиями договора о совместной разработке или аналогичного договора.

“нефть”	Углеводороды, находящиеся в твердом, жидком или газообразном состоянии. Соотношение различных соединений в нефти изменяется от открытия к открытию. Если коллектор в основном содержит легкие углеводороды, он характеризуется как газовое месторождение. Если преобладают более тяжелые углеводороды, то месторождение характеризуется как нефтяное. Характерной чертой нефтяного месторождения может являться свободный газ, расположенный над нефтью, и содержание количества легких углеводородов, также называемых попутным газом.
“возможные запасы”	Дополнительные запасы, вероятность извлечения которых меньше, чем у прогнозных запасов, как определено Системой управления ресурсами нефти.
“прогнозные запасы”	Это недоказанные запасы, анализ геологических и технических данных которых предполагает, что они скорее всего будут извлечены, чем не будут, как определено Системой управления ресурсами нефти.
“добывающая скважина”	Скважина, добывающая нефть или газ, или пригодная для добычи.
“перспективные запасы”	Оцененное количество нефти на определенную дату, которое потенциально извлекаемо из обнаруженных залежей.
“доказанные запасы”	Запасы, оцененные с разумной достоверностью путем проведения анализа геологических и технических данных, являющиеся коммерчески извлекаемыми, начиная с определенной даты и далее, из известных коллекторов на текущих экономических условиях, методах работы и Постановлений Правительства, определенных Системой управления ресурсами нефти. Доказанные запасы могут быть как разрабатываемыми, так и не разрабатываемыми.
“извлечение”	Второй этап добычи углеводородов, во время которого внешние флюиды, такие как вода или газ нагнетаются в пласт для поддержания пластового давления и замещения углеводородов по направлению к стволу скважины.
“коллектор”	Пористый и проницаемый пласт, содержащий природное скопление извлекаемой нефти и/или газа, удерживаемых непроницаемой породой или водяными экранами и является индивидуальным и отдельным от остальных коллекторов.
“роялти”	Процент за использование месторождения нефти и газа, предоставляющее владельцу право на долю добычи нефти или газа без затрат на добычу.
“сейсмика”	Использование ударных волн, вызванных контролируемыми взрывами динамита или других средств, для определения характера и контура подземного геологического строения.
“скважина с боковым стволом”	Скважина или ствол скважины, который частично отклоняется от первоначальной траектории бурения.
“ОИН”	Общество инженеров-нефтяников (SPE).
“тонна”	Метрическая тонна.
“КРС (Капитальный Ремонт Скважины)”	Текущее техобслуживание или ремонт добывающей скважины в целях поддержания, восстановления или увеличения продукции.

УКАЗАТЕЛЬ ПО ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Стр

Непроверенная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность за шесть месяцев по 30 июня 2010 г.

Отчет о рассмотрении промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности.....	F-4
Промежуточная сокращенная консолидированная отчетность о финансовом положении (не проверенная).....	F-5
Промежуточная сокращенная консолидированная отчетность о совокупном доходе (не проверенная).....	F-6
Промежуточная сокращенная консолидированная отчетность о потоке денежных средств (не проверенная).....	F-7
Промежуточная сокращенная консолидированная отчетность об изменениях в капитале (не проверенная).....	F-8
Замечания к Промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности (не проверенной)	F-9

Консолидированная финансовая отчетность за 12 месяцев по 31 декабря 2009 г.

Отчет независимых аудиторов.....	F-19
Консолидированный отчет о финансовом положении	F-20
Консолидированный отчет о совокупном доходе	F-21
Консолидированный отчет о потоке денежных средств	F-22
Консолидированный отчет об изменениях в капитале	F-24
Замечания к Консолидированной финансовой отчетности.....	F-25

Консолидированная финансовая отчетность за 12 месяцев по 31 декабря 2008

Отчет независимых аудиторов.....	F-55
Консолидированный балансовый отчет	F-56
Консолидированный отчет о доходах	F-57
Консолидированный отчет о потоке денежных средств	F-58
Консолидированный отчет об изменениях в капитале	F-59
Замечания к Консолидированной финансовой отчетности.....	F-60

Сводная финансовая отчетность за 12 месяцев по 31 декабря 2007

Отчет независимых аудиторов.....	F-87
Сводный балансовый отчет	F-88
Сводный отчет о доходах	F-89
Сводный отчет о потоке денежных средств	F-90
Сводный отчет об изменениях в капитале	F-91
Замечания к Сводной финансовой информации	F-92

Финансовая информация Эмитента

Открытие балансового отчета.....	F-113

Zhaikmunai L.P.

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность (непроверенная)
За шесть месяцев по 30 июня 2010 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Отчет о рассмотрении промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности	Стр.
Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность	
Промежуточная сокращенная консолидированная отчетность о финансовом положении.....	F-5
Промежуточная сокращенная консолидированная отчетность о совокупном доходе.....	F-6
Промежуточная сокращенная консолидированная отчетность о потоках денежных средств.....	F-7
Промежуточная сокращенная консолидированная отчетность об изменениях в капитале.....	F-8
Примечания к Промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности.....	F-9

ОТЧЕТ О РАССМОТРЕНИИ ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

Участникам ТОО «Жаикмунай»:

Мы рассмотрели прилагающуюся промежуточную сокращенную консолидированную финансовую отчетность ТОО «Жаикмунай» (“Товарищество”) на 30 июня 2010 года, и соответствующую промежуточную сокращенную консолидированную отчетность о совокупном доходе, изменениях в собственном капитале и движении денежных средств за шестимесячный период, который завершился, а также примечания к ним. Руководство несет ответственность за подготовку и предоставление такой промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с Международным Стандартом Финансовой Отчетности IAS 34, Промежуточной Финансовой Отчетности (“IAS 34”). Мы отвечаем за предоставление заключения по такой промежуточной сокращенной финансовой отчетности на основании нашего анализа.

Объем анализа

Мы проводили наш анализ в соответствии с Международным стандартом задания по обзору 2410, Анализа промежуточной финансовой информации, выполняемой независимым аудитором организации. Анализ промежуточных отчетностей состоял в проведении запросов, в основном лиц, ответственных по вопросам финансов и бухгалтерии, и использовании аналитических и других процедур для анализа. По своему объему анализ существенно меньше, чем аудит, проводимый в соответствии с Международными стандартами проведения аудита, и, следовательно, не дает возможности ознакомления со всеми значительными вопросами, которые могли бы быть выявлены при аудите. Соответственно, мы не даем аудиторского заключения.

Заключение

На основании нашего анализа в промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности не выявлено ничего, о чем можно было бы говорить, что такая отчетность не подготовлена, во всех существенных отношениях, в соответствии с МСБ 34.

2 сентября 2010 г.

Ernst & Young LL.P.
Алматы, Казахстан

ZHAIKMUNAI L.P.
ПРОМЕЖУТОЧНАЯ СОКРАЩЕННАЯ КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ОТЧЕТНОСТЬ О
ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

в тыс.долл. США

	<u>Примечания</u>	30 июня 2010 (непровер.)	31 декабря 2009 (провер.)
АКТИВЫ			
Внеоборотные активы			
Основные средства	3	864 952	770 953
Ограниченная к использованию наличность		21 486	21 358
Предоплата за оборудование и строительные работы		21 259	27 399
Деривативный финансовый инструмент	10	38	98
		<u>907 735</u>	<u>819 808</u>
Оборотные активы			
ТМЗ		7 447	3 477
Счета к получению с покупателей		4 133	13 878
Авансы и прочие оборотные средства		18 009	22 663
Предоплата по налогу на прибыль		9 040	5 599
Денежные средства и их эквиваленты		74 192	137 375
		<u>112 821</u>	<u>182 992</u>
ИТОГО АКТИВЫ		<u>1 020 556</u>	<u>1 002 800</u>
СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Капитал и резервы			
Уставной капитал	12	366 942	366 942
Нераспределенная прибыль и резервы на перевод		130 404	110 827
		<u>497 346</u>	<u>477 769</u>
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные займы		359 817	356 348
Обязательства по ликвидации и восстановлению площадок		3 777	3 373
Причисляется правительству Казахстана		6 323	6 363
План опциона для сотрудников		5 992	7 025
Отсроченные налоговые обязательства		87 959	76 659
		<u>463 868</u>	<u>449 768</u>
Текущие обязательства			
Расчеты с поставщиками и подрядчиками	9	51 219	66 381
К срочной оплате правительству Казахстана		1 017	1 028
Другие текущие обязательства		7 106	7 854
		<u>59 342</u>	<u>75 263</u>
ИТОГО СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		<u>1 020 556</u>	<u>1 002 800</u>

Учетная политика и примечания на страницах с F-9 по F-17 являются неотъемлемой частью данной сокращенной промежуточной консолидированной финансовой отчетности

Главный исполнительный директор Zhaikmunai Group Ltd.
действующей в качестве Генерального партнера Zhaikmunai L.P.

Кай Уве Кессель

Главный финансовый директор Zhaikmunai Group Ltd.
действующей в качестве Генерального партнера Zhaikmunai L.P.

Ян Ру Мюллер

ZHAIKMUNAI L.P.
ПРОМЕЖУТОЧНАЯ СОКРАЩЕННАЯ КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ОТЧЕТНОСТЬ О
СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

<i>в тыс.долл. США</i>	Примечания	за 3 месяца по 30 июня		За 6 месяцев по 30 июня	
		2010	2009	2010	2009
		(непровер.)	(непровер.)	(непровер.)	(непровер.)
Реализация сырой нефти:					
Продажа на экспорт		32 885	25 006	72 075	43 085
Продажа на внутренний рынок		1 153	1 357	2 579	1 595
		34 038	26 363	74 654	44 680
Стоимость реализации	5	(9 661)	(8 814)	(20 733)	(18 705)
Валовая прибыль		24 377	17 549	53 921	25 975
Общие и административные расходы	6	(7 901)	(10 747)	(13 671)	(14 184)
Расходы по реализации и транспортировке нефти		(1 186)	(1 528)	(3 505)	(2 847)
Затраты на финансирование	7	(310)	(2 265)	(654)	(3 498)
Прибыль/(убытки) от курсовой разницы		(304)	(10 940)	126	(12 624)
Прибыль/(убытки) по производному финансовому инструменту	10	1 816	(6 126)	(60)	(15 433)
Доход от процентов		43	—	58	—
Прочие расходы		(84)	(130)	(395)	(234)
Прибыль / (потери) до уплаты налога на прибыль		16 451	(14 187)	35 820	(22 845)
(Расходы) / выгоды по налогу на прибыль	8	(10 325)	19 995	(16 243)	2 744
Итого совокупной прибыли/(убытков) без учета налогов		6 126	5 808	19 577	(20 101)

Учетная политика и примечания на страницах с F-9 по F-17 являются неотъемлемой частью данной сокращенной промежуточной консолидированной финансовой отчетности

Главный исполнительный директор Zhaikmunai Group Ltd.
действующей в качестве Генерального партнера Zhaikmunai L.P.

Кай Уве Кессель

Главный финансовый директор Zhaikmunai Group Ltd.
действующей в качестве Генерального партнера Zhaikmunai L.P.

Ян Ру Мюллер

ZHAIKMUNAI L.P.
ПРОМЕЖУТОЧНАЯ СОКРАЩЕННАЯ КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ОТЧЕТНОСТЬ О ПОТОКЕ
ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

<i>в тыс.долл. США</i>	Примечания	за 6 месяцев по 30 июня	
		2010 (непровер.)	2009 (непровер.)
Потоки денежных средств от операционной деятельности			
Прибыль / убытки до налога на прибыль		35 820	(22 845)
Корректировки для:			
Износ и амортизация		8 248	7 162
Затраты на финансирование	7	654	3 498
Доход по процентам		58	—
(Отмена)/начисление расходов по опциону на акции		(1 033)	1 267
Убытки по договорам хеджирования по справедливой стоимости	10	60	15 433
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		43 807	4 515
Изменения в оборотном капитале:			
(Увеличение) / уменьшение в ТМЗ		(3 970)	269
(Увеличение) / уменьшение в счетах к получению		9 745	(6 593)
(Увеличение) / уменьшение в авансах и прочих оборотных активах		(1 998)	5 947
Увеличение / (уменьшение) в счетах к оплате		(19 855)	10 503
Увеличение / (уменьшение) в прочих текущих обязательствах		(748)	477
Платежи по обязательствам Правительству Казахстана		(530)	(258)
Денежные средства от операционной деятельности		26 451	14 860
Оплаченный налог на прибыль		(1 779)	(1 024)
Чистые денежные поступления от операционной деятельности		24 672	13 836
Потоки денежных средств от инвестиционной деятельности:			
Полученные проценты		(58)	—
Приобретение основных средств	3	(71 258)	(24 918)
Чистые денежные средства, используемые в инвестиционной деятельности		(71 316)	(24 918)
Потоки денежных средств от финансовой деятельности:			
Доходы от продажи производного фин. инструмента	10	—	48 200
Приобретение производного фин. инструмента		—	(7 700)
Выплаченные проценты		(16 458)	(8 526)
Реализация прибыли от хеджа		—	5 417
Перевод (на) / из средств, ограниченных к использованию		(128)	2 000
Потоки денежных средств (используемые в) от финансовой деятельности		(16 586)	39 391
Влияние изменений обменного курса на денежные средства и их эквиваленты		47	—
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов		(63 230)	28 309
Денежные средства и их эквиваленты на начало периода		137 375	11 887
Денежные средства и их эквиваленты на конец периода		74 192	40 196

Учетная политика и примечания на страницах с F-9 по F-17 являются неотъемлемой частью данной сокращенной промежуточной консолидированной финансовой отчетности

Главный исполнительный директор Zhaikmunai Group Ltd.
действующей в качестве Генерального партнера Zhaikmunai L.P.

Кай Уве Кессель

Главный финансовый директор Zhaikmunai Group Ltd.
действующей в качестве Генерального партнера Zhaikmunai L.P.

Ян Ру Мюллер

ZHAIKMUNAI L.P.
ПРОМЕЖУТОЧНАЯ СОКРАЩЕННАЯ КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ОТЧЕТНОСТЬ ОБ
ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

<i>в тыс.долл. США</i>	Уставной капитал	Нераспределенная прибыль	Резерв на перевод валюты	Итого
На 1 января 2009 г. (проверен.)	92 072	126 296	3 299	221 667
Общие совокупные потери за период (непроверен.)	—	(20 101)	—	(20 101)
На 30 июня 2009 г. (непровер.)	92 072	106 195	3 299	201 566
На 31 декабря 2009 г. (проверен.)	366 942	107 528	3 299	477 769
Общая совокупная прибыль за период (непроверен.)	—	19 577	—	19 577
На 30 июня 2010 г. (непровер.)	366 942	127 105	3 299	497 346

Учетная политика и примечания на страницах с F-9 по F-17 являются неотъемлемой частью данной сокращенной промежуточной консолидированной финансовой отчетности

Главный исполнительный директор Zhaikmunai Group Ltd.
действующей в качестве Генерального партнера Zhaikmunai L.P.

Кай Уве Кессель

Главный финансовый директор Zhaikmunai Group Ltd.
действующей в качестве Генерального партнера Zhaikmunai L.P.

Ян Ру Мюллер

ZHAIKMUNAI L.P.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СОКРАЩЕННОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Zhaikmunai L.P. – товарищество с ограниченной ответственностью, образованное 29 августа 2007 г. в соответствии с Законом о товариществах 1909 г. о.Мэн. Zhaikmunai L.P. зарегистрирован на о.Мэн с регистрационным номером 295P.

Данная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность включает результаты операционной деятельности Zhaikmunai L.P. (“Zhaikmunai L.P.”) и его дочерних предприятий, в которых ему принадлежит 100% доли участия, Frans Van Der Schoot B.V. (“FVDS”), Claydon Industrial Limited (“Claydon”), Zhaikmunai Finance B.V. (“Zhaikmunai Finance”), Jubilata Investments Limited (“Jubilata”), ТОО “Жаикмунай” (далее “Товарищество”) и ТОО Конденсат Холдинг (“Конденсат Холдинг”). Zhaikmunai L.P. и его дочерние предприятия далее именуются “Группа”. Операционная деятельность Группы включает в себя единственный производственный сегмент и в основном осуществляется посредством нефтегазодобывающего предприятия ТОО “Жаикмунай”, расположенного в Казахстане. Группа в конечном счете косвенно контролируется Thyler Holdings Limited (“Thyler”), г-ном Фрэнком Монстрей. Генеральным Партнером Zhaikmunai L.P. является Zhaikmunai Group Limited, который отвечает за руководство Группой.

Товарищество было основано в 1997 г. в Республике Казахстан для целей разведки и разработки Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения в Западно-Казахстанской области. Товарищество выполняет работы в соответствии с контрактом на доразведку, добычу и раздел продукции сырых углеводородов на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении (далее “Контракт”) от 31 октября 1997 г., с учетом внесенных в него изменений, в соответствии с лицензией МГ № 253Д (Лицензия) на разведку и добычу УВ на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении между Государственным комитетом по инвестициям РК и Товариществом.

Группа была образована 28 марта 2008 г. посредством реорганизации предприятий под общим управлением, для содействия размещения ГДР на ЛФБ. 28 марта 2008 г. Zhaikmunai L.P. разместил 40 000 000 Глобальных депозитарных расписок (ГДР) на Лондонской фондовой бирже (ЛФБ), 30 000 000 из которых были выпущены компании Claremont Holdings Limited, дочернему предприятию Thyler, после реорганизации, и 10 000 000 из которых были проданы другим инвесторам по 10 долл. США за одну ГДР, что составляет 9,09% долей участия в Группе.

15 сентября 2009 Zhaikmunai L.P. привлек дополнительно 300 млн. долл. США посредством реализации 75 000 000 новых простых долей участия в форме ГДР по 4 долл. США за ГДР. 25 000 000 из них были размещены в Claremont Holdings Limited. Claremont Holdings Limited напрямую контролируется Фрэнком Монстрей.

Зарегистрированный адрес Zhaikmunai L.P.: 7th Floor, Harbour Court, Lord Street, Douglas, Isle of Man, IM1 4LN.

Данная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность разрешена к опубликованию Каем Уве Кесселем, Главным исполнительным директором Генерального партнера Zhaikmunai L.P. и Яном Ру Мюллером, Главным финансовым директором Генерального партнера Zhaikmunai L.P., 2 сентября 2010 г.

Условия лицензии

Первоначально срок действия лицензии Товарищества включал 5-летний период разведки и 25-летний период добычи. Период разведки был сначала продлен на дополнительных 4 года и затем еще на 2 года согласно дополнениям к Контракту от 12 января 2004 г. и 23 июня 2005 г. соответственно. В соответствии с дополнением от 5 июня 2008, добыча на Турнейском горизонте (Север) началась с 1 января 2007. После дополнительных открытий коммерческих запасов в течение 2008 г. период разведки согласно лицензии, за исключением Турнейского горизонта, был продлен еще на три года с новым сроком окончания 26 мая 2011 г.

Продление периода разведки не изменило срок действия лицензии, который закончится в 2031 г.

2. ОСНОВА ДЛЯ ПОДГОТОВКИ

Данная промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность за шесть месяцев по 30 июня 2010 г. подготовлена в соответствии с МСБУ 34 и на основе первоначальной себестоимости активов, за исключением финансовых инструментов, и должна рассматриваться вместе с ежегодной консолидированной финансовой отчетностью Группы за год, заканчивающийся 31 декабря 2009 г.

Характерные учетные политики

Учетные политики, использованные в подготовке данной сокращенной промежуточной консолидированной финансовой отчетности, соответствуют тем, которые применялись при подготовке ежегодной консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2009 г., за исключением внедрения новых стандартов и толкований на 1 января 2010 г., как это описано ниже:

Следующие новые стандарты и изменения в стандартах являются обязательными и были введены начиная с финансового года, начинающегося 1 января 2010 г.:

- МСФО 3R Слияние компаний

Группа приняла измененный стандарт. Принятие нового стандарта не оказало значительного влияния на финансовое положение и деятельность Группы.

- МСФО 27 Консолидированная и отдельная финансовая отчетность – поправки

Группа приняла измененный стандарт. Принятие нового стандарта не оказало значительного влияния на финансовое положение и деятельность Группы.

Следующие новые стандарты, изменения к стандартам и КРМФО являются обязательными и были введены начиная с финансового года, начинающегося 1 января 2010 г., но в настоящее время не относятся к Группе.

- МСФО 1 Первое применение международных стандартов финансовой отчетности– дополнительные исключения для начинающих
- МСФО 2 Оплата наличными денежными средствами, основанная на акциях
- МСБУ 39 Приемлемые хеджируемые статьи
- КРМФО 17 Распределение безналичных активов между владельцами

Группа еще не приняла другие стандарты, толкования или поправки, которые были опубликованы, но еще не действуют.

Сезонность работ

Операционные расходы Группы подлежат сезонным колебаниям, с наиболее высокими расходами по различным ремонтным услугам и техобслуживанию ближе к концу года. Эти колебания в основном объясняются тем, что такие услуги обычно выполняются в более теплые месяцы.

3. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

В течение шести месяцев по 30 июня 2010 г., Группа приобрела активы на общую сумму 102 247 тыс. долл. США (сто две тысячи двести сорок семь) (шесть месяцев, заканчивающихся 30 июня 2009: 131 037 тыс. долл. США). Эти поступления включают капитализированные проценты в размере 22 790 тыс. долл. США (шесть месяцев, заканчивающихся 30 июня 2009: 9 926 тыс. долл. США) и активы по ликвидации и восстановлению площадок в размере 229 тыс. (шесть месяцев, заканчивающихся 30 июня 2009: 1 851 тыс. долл. США).

4. ЗАЙМЫ

Кредитный договор с BNP Paribas

12 декабря 2007 г. Товарищество заключило кредитный договор с преимущественным правом требования на сумму 550 млн. долл. США между BNP Paribas (Suisse) S.A. (“Кредитный договор BNP Paribas”), в качестве кредитного агента, Товариществом в качестве заемщика и Zhaikmunai L.P. в качестве поручителя.

Первоначально Кредитный договор с BNP Paribas состоял из трех траншей в размере 200 млн. долл. США, 200 млн. долл. США и 150 млн. долл. США.

27 августа 2009 г. с кредиторами было подписано соглашение о снижении размера синдицированного займа до 382 млн. долл. США и увеличении процентной ставки (свыше LIBOR и обязательных расходов) до 7% с 3%, 4% и 5% для траншей один, два, и три соответственно. Изменение считалось незначительной поправкой к существующему Кредитному договору, и к первоначальной комиссии за организацию кредита была добавлена соответствующая комиссия за организацию кредита в размере 14 480 млн. долл. США за внесение изменений в первоначальный Кредитный договор.

Общая сумма остатка невыплаченной основной суммы долга по кредиту на 30 июня 2010 г. составляет 381 677 тыс. долл. США, которая является чистой суммой и не включает в себя комиссию за организацию кредита 21 860 тыс. долл. США (на 31 декабря 2009 г.: 381 677 тыс. долл. США и 25 329 тыс. долл. США соответственно). Невыплаченный остаток подлежит возмещению, начиная с 30 сентября 2011 г. полугодовыми взносами с окончательной оплатой 31 декабря 2014 г. Он подлежит дальнейшей корректировке с тем, чтобы отразить любые изменения в сумме базы кредитования. Кроме того, кредит в BNP Paribas подлежит обязательному досрочному погашению в объеме средств любых существенных выбытий и автоматического резервирования денежных средств в размере 50% от выручки или нового выпуска капитала Zhaikmunai L.P. и остатка в 50% (превышающего 25 млн. долл. США в целом) на счет Товарищества, держателем которого является член синдиката (Счет к получению), и (на 31 декабря 2010 г. и после этой даты) на счет Товарищества, держателем которого является член синдиката, которому были выплачены доходы от выпуска капитала Zhaikmunai L.P. (Примечание 1). Товарищество также имеет право на добровольное досрочное погашение непогашенных сумм. Товарищество должно предоставлять стандартные гарантии и заверения с повторяющейся периодичностью и поддерживать определенные финансовые обязательства в отношении прибыльности. Далее, все доходы от продажи на экспорт выплачиваются на Счет к получению, и снятие с такого счета может происходить только в соответствии с согласованным банковским расчетом.

В соответствии с Кредитным договором BNP Paribas, Товарищество поддерживает программу хеджирования, согласно которой оно хеджирует фиксированные объемы сырой нефти марки Brent по цене 60 долл. США за баррель до 31 декабря 2010 г. (Примечание 10). От Товарищества дополнительно требуется вести и финансировать резервный счет обслуживания долга с остатком, равным минимум 5% от непогашенной суммы по кредиту в BNP Paribas. С завершением УПГ, 100% продукции газа и не менее 50% запланированной продукции СУГ также должны покрываться контрактами на закупку. Обязательства Товарищества по кредиту в BNP Paribas обеспечены различными формами залога, включая (i) залог 100% долевого участия Zhaikmunai L.P. в Товариществе; (ii) залог его банковских счетов; (iii) переуступка прав по контрактам на закупку; (iv) переуступка всех гарантий или гарантий выполнения обязательств, выданных Zhaikmunai L.P. в связи с контрактом с КСС на газовую установку; (v) переуступка страховых пособий Товарищества, связанных с существующими и будущими страховыми полисами; (vi) залог всего имущества, основных средств и (vii) залог всех долей участия Zhaikmunai L.P. в выпущенном капитале Frans Van Der Schoot B.V., Claydon и Jubilata

Общая сумма счета обслуживания резервного долга Товарищества, ограниченного к использованию по условиям кредита BNP Paribas, составила 19 078 тыс. долл. США на 30 июня 2010 г. и 2009 г.

Более того, все доходы от экспортной реализации выплачиваются на счет Товарищества, который содержит член синдиката, и снятия с такого счета могут выполняться в соответствии с утвержденным денежным планом Товарищества.

5. СТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ

В тысячах долларов США	За 3 месяца по 30 июня		За 6 месяцев по 30 июня	
	2010	2009	2010	2009
	(непровер.)	(непровер.)	(непровер.)	(непровер.)
Износ и амортизация	3 897	3 108	7 978	7 362
Роялти	1 794	1 241	3 260	2 303
Заработная плата и соответствующие налоги	1 456	974	3 000	2 275
Ремонт, обслуживание и прочие услуги	1 189	851	2 855	2 318
Прочие транспортные услуги	1 687	310	2 055	735
Затраты на капитальный ремонт скважин	1 059	—	1 059	—
Материалы и запасы	765	398	1 442	855
Услуги менеджмента	498	716	988	992
Налог на загрязнение окружающей среды	254	223	501	544
Доля прибыли Правительства	386	264	765	442
Изменения в запасах нефти	(3 514)	650	(3 599)	428
Прочие	190	79	429	451
	9 661	8 814	20 733	18 705

6. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

В тысячах долларов США	За 3 месяца по 30 июня		За 6 месяцев по 30 июня	
	2010	2009	2010	2009
	(непровер.)	(непровер.)	(непровер.)	(непровер.)
Услуги менеджмента	2 956	3 084	4 721	4 081
Профессиональные услуги	2 938	4 643	3 588	5 227
План опциона собственного капитала	(1 612)	1 379	(1 033)	1 267
Зарплата и соответствующие налоги	1 361	657	2 196	1 339
Обучение	583	462	1 170	1 065
Командировки	479	9	542	70
Платежи по страхованию	238	80	404	165
Прочие налоги	—	—	318	—
Связь	142	92	257	195
Банковские сборы	105	91	248	158
Платежи по аренде	92	63	163	128
Спонсорство	119	55	182	78
Социальная программа	75	65	150	130
Материалы и запасы	34	31	64	53
Прочее	391	36	701	228
	7 901	10 747	13 671	14 184

7. ЗАТРАТЫ НА ФИНАНСИРОВАНИЕ

В тысячах долларов США	За 3 месяца по 30 июня		За 6 месяцев по 30 июня	
	2010	2009	2010	2009
	(непровер.)	(непровер.)	(непровер.)	(непровер.)
Затраты по процентам по займам	—	2 072	—	3 036
Увеличение обязательств в связи с сокращением периода дисконтирования по выплатам Правительству	97	4	175	247
Увеличение обязательств в связи с сокращением периода дисконтирования по обязательствам по ликвидации и восстановлению участков	213	189	479	215
	310	2 265	654	3 498

8. НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ

Расходы / (льготы) по налогу на прибыль включают следующие:

В тысячах долларов США	За 3 месяца по 30 июня		За 6 месяцев по 30 июня	
	2010	2009	2010	2009
	(непровер.)	(непровер.)	(непровер.)	(непровер.)
Расходы по налогу на прибыль включают:				
- текущие расходы по налогу на прибыль	1 998	(71)	4 943	8 882
- отсроченный налог на прибыль	8 327	(19 924)	11 300	(11 626)
Итого расходы / (льготы) по налогу на прибыль	10 325	(19 925)	16 243	(2 744)

Прибыль Группы оценивается только для налогов на прибыль в Республике Казахстан. Ниже приведена сверка расходов по налогу на прибыль, применимому к прибыли до налога на прибыль по нормативной ставке налога на прибыль в Казахстане, применимому к лицензии, в размере 30%, представленная Товариществом в финансовой отчетности, закончившейся 30 июня:

В тысячах долларов США	За 3 месяца по 30 июня		За 6 месяцев по 30 июня	
	2010	2009	2010	2009
	(непровер.)	(непровер.)	(непровер.)	(непровер.)
Прибыль (убыток) до налога на прибыль	16 451	(14 187)	35 820	(22 845)
Нормативная ставка налога на прибыль	30%	30%	30%	30%
Ожидаемый резерв по налогу на прибыль	4 935	(4 257)	10 746	(6 854)
Процентные расходы по займам, не относимые на вычеты	3 464	773	6 330	2 246
Доход, облагаемый по другой ставке	946	393	946	(4 050)
Убыток от курсовой разницы	209	3 282	116	3 787
Корректировки текущего налога на прибыль за прошлый год	(2 035)	—	(2 035)	—
Изменение налоговой базы	1 925	(21 934)	(903)	—
Разница, возникающая по обязательству по ликвидации скважин и восстановлению участка и задолженности перед Правительством	325	325	325	325
Прочие невычитаемые расходы	556	1 423	718	1 802
Расходы/(льготы) по налогу на прибыль, показанные в прилагаемой финансовой отчетности совокупного дохода	10 325	(19 995)	16 243	(2 744)

Сальдо по отсроченным налогам, рассчитанное посредством применения официально установленной в Казахстане ставки налога, действующей на соответствующие отчетные даты, к временным разницам между налоговой базой и суммами, указанными в финансовой отчетности, включает следующее по состоянию на 30 июня 2010 г. и 31 декабря 2009 г.:

В тысячах долларов США	на 30 июня 2010	на 31 декабря 2009
	(непровер.)	(провер.)
Активы по отсроченному налогу:		
Кредиторская задолженность и резервы	1 601	1 567
	1 601	1 567
Обязательства по отсроченному налогу:		
Товарно-материальные запасы сырой нефти	—	(448)
Основные средства	(89 560)	(77 778)
Обязательство по отсроченному налогу, чистая сумма	(87 959)	(76 659)

На 30 июня 2010 г. и 2009 г. изменения в обязательствах по отсроченному налогу представлены следующим образом:

В тысячах долларов США	30 июня 2010	30 июня 2009
	(непровер.)	(непровер.)
Сальдо на 1 января	(76 659)	(56 940)
Отчисление / (льгота) в резерв переоценки текущего года	(11 300)	11 626
Сальдо на 30 июня 2010 г. и 2009 г.	(87 959)	(45 314)

9. РАСЧЕТЫ С ПОСТАВЩИКАМИ

В тысячах долларов США	30 июня 2010 (непровер.)	31 декабря 2009 (провер.)
К оплате поставщикам в тенге	9 703	8 556
К оплате поставщикам в долл. США	39 132	52 930
К оплате поставщикам в других валютах	2 384	4 895
	51 219	66 381

10. ПРОИЗВОДНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

В соответствии с условиями кредитной линии BNP Paribas (Примечание 4), в 2008 г. Товарищество заключило контракт на хеджирование по нулевой стоимости с покрытием продаж нефти на экспорт с начала марта 2008 г. по декабрь 2013 г., который был продан до истечения срока действия 31 марта 2009 г., и был заключен новый контракт на хеджирование по стоимости 7 700 000 долл. США с покрытием продаж нефти на экспорт 967 058 барр. и 596 766 барр в 2009 и 2010 гг. соответственно. Минимальная цена на сырую нефть Brent по данному контракту на хеджирование была зафиксирована на уровне 50 долл. США/барр. Срок действия контракта истек 30 июня 2010 г.

12 марта 2010 г. Товарищество заключило дополнительный контракт на хеджирование по нулевой стоимости с покрытием продаж нефти на экспорт в объеме 4000 барр/день с марта 2010 по декабрь 2010 г. Контрагентами (Поставщиками хеджа) по договору хеджирования являются BNP Paribas, Natixis и Raiffeisen Zentralbank. На основании нового договора хеджирования минимальная цена сырой нефти Brent фиксирована на уровне 60 долл. США/барр. Максимальная цена установлена в диапазоне с 89,25 долл. США/барр. до 100 долл. США/барр., так что товарищество получит всю выручку от продажи сверх 100 долл. США/барр.

Прибыль и убыток по договору хеджирования, которые не подлежат учету в хеджировании, напрямую заносятся в прибыли и убытки.

В тысячах долларов США	2010 (непровер.)	2009 (непровер.)
Справедливая стоимость договора хеджирования на 1 января	98	62,923
Выручка от продажи договора хеджирования	—	(48,200)
Реализованная прибыль от хеджирования	—	(5,416)
Нереализованная (прибыль) / убыток от хеджирования	(38)	6,127
Убыток по договору хеджирования	60	15,433
Покупка договора хеджирования	—	7,700
Нереализованная прибыль / (убыток) от хеджирования	38	(6,127)
Договор хеджирования по справедливой стоимости на 30 июня	38	1,573

11. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Для целей данной промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности сделки со связанными сторонами включают, в основном, сальдо по сделкам и сделки между Группой и участниками и/или их дочерними организациями или связанными компаниями.

Ниже приведено сальдо по сделкам со связанными сторонами на даты балансового отчета и за соответствующие периоды:

В тысячах долларов США	30 июня 2010 (непровер.)	31 декабря 2009 (провер.)
Торговая дебиторская задолженность		
Probel Capital Management B.V.	—	394
Amersham Oil LL.P.	82	498
Prolag BVBA	37	129
Итого	119	1,021

В тысячах долларов США	Шесть месяцев по 30 июня	
	2010	2009
	(непровер.)	(непровер.)
Затраты по продажам		
Probel Capital Management B.V.....	5 493	4 349
Prolag BVBA	1 018	1 180
Amersham Oil L.L.P.	639	555
Итого	7 149	6 084

Все связанные стороны являются компаниями и ключевым руководством, которые косвенно контролируются Фрэнком Монстрей.

12. УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ

Доля участия в капитале Zhaikmunai L.P. состоит из (а) Простых долей участия, которые представляют дробную часть в отношении всех долей участников с ограниченной ответственностью в Zhaikmunai L.P. и (б) доли участия Генерального партнера. На любом общем собрании каждый держатель Простых долей имеет один голос за каждую Простую долю, владельцами которой он или она является. Согласно Соглашению о партнерстве, распределение дохода между партнерами с ограниченной ответственностью будет осуществляться или по решению Генерального партнера, принимаемому на его собственное усмотрение, или после утверждения большинством партнеров с ограниченной ответственностью, при условии, что такие суммы не превышают сумму, рекомендуемую Генеральным партнером. Все распределения денежных средств между партнерами с ограниченной ответственностью Zhaikmunai L.P. будут осуществляться на пропорциональной основе согласно их соответствующей доле участия в Zhaikmunai L.P. и будут выплачиваться только зарегистрированным держателям Простых долей. За период по 30 июня 2010 г. и 2009 г. заявлений о распределении средств сделано не было.

Как обсуждалось в Примечании 1, 15 сентября 2009 г. Zhaikmunai L.P. успешно привлек дополнительный капитал в размере 300 млн. долл. США посредством продажи 75 000 000 новых простых долей в форме ГДР по 4 долл. США за ГДР. 25 000 000 из них были размещены в Claremont Holdings Limited. После завершения размещения структура капитала Товарищества была следующей: Claremont Holdings Limited (67,57%) и другие держатели ГДР (32,43%). Поступления от размещения будут дополнять существующие кредитные линии Партнерства и частично финансировать программу капзатрат для Чинаревского месторождения, в частности, для завершения Установки подготовки газа. Стоимость эмиссии составила 25 130 тыс. долл. США.

По состоянию на 30 июня 2010 г. и 2009 г. Zhaikmunai L.P. имеет 115 000 000 и 40 000 000 выпущенных ГДР соответственно. В течение 6 месяцев по 30 июня 2010 г. новые ГДР не были выпущены.

13. НЕПРЕДВИДЕННЫЕ И ДОГОВОРНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Условия ведения деятельности

Республика Казахстан продолжает осуществлять экономические реформы и разработку своей законодательной, налоговой и нормативной базы, как того требуют условия рыночной экономики. Будущая стабильность казахстанской экономики в большой степени зависит от этих реформ и разработок и эффективности экономических, финансовых и монетарных мер, предпринятых Правительством

Казахстанская экономика чувствительна к спаду деловой активности и снижению темпов экономического развития в мире. Продолжающийся мировой финансовый кризис вызвал нестабильность рынка капитала и цен на сырьевые товары, существенное ухудшение ликвидности в банковском секторе и более жесткие условия предоставления кредита в Казахстане. В связи с этим казахстанское правительство ввело ряд стабилизационных мер, направленных на поддержание ликвидности и обеспечение рефинансирования задолженности для казахстанских банков и компаний.

Хотя руководство уверено в том, что оно принимает соответствующие меры для поддержки устойчивости деятельности Товарищества в существующих условиях, непредвиденное дальнейшее ухудшение в описанных выше сферах может оказать отрицательное влияние на финансовые результаты и финансовое положение Товарищества в объеме, который в настоящее время не поддается определению.

Судебные процессы и иски

В ходе осуществления обычной деятельности Товарищество является объектом различных судебных процессов и исков. Руководство считает, что конечное обязательство, если такое будет иметь место, связанное с такими процессами или исками, не окажет значительного отрицательного влияния ни на текущее финансовое положение, ни на результаты работы Товарищества в будущем.

Товарищество оценивает степень вероятности возникновения существенных обязательств с учетом конкретных обстоятельств и отражает соответствующий резерв в своей финансовой отчетности только в тех случаях, когда существует вероятность того, что события, ведущие к возникновению обязательства, фактически будут иметь место, а сумма соответствующего обязательства может быть обоснованно определена. В данной промежуточной сокращенной финансовой отчетности не было отражено никаких резервов ни по одному из вышеупомянутых потенциальных обязательств.

Налогообложение

Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов весьма сурова. Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню, начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Республики Казахстан, умноженной на 2,5. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Финансовые периоды остаются открытыми для проверки налоговыми органами в течение пяти календарных лет, предшествующих году, в котором проводится проверка. При определенных обстоятельствах проверки могут охватывать более длительные периоды. Ввиду неопределенности, присущей казахстанской системе налогообложения, окончательная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящее время и начисленную на 30 июня 2010 года. Руководство считает, что на 30 июня 2010 года его толкование применимого законодательства является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Товарищества по налогам будет подтверждена.

Ликвидация скважин и восстановление участка (вывод из эксплуатации)

Так как казахстанские законы касательно восстановления участков и ликвидации скважин постоянно развиваются, Товарищество в будущем может понести затраты, размер которых невозможно определить в настоящее время. В отношении таких затрат, когда они будут известны, будут созданы резервы по мере получения новой информации, развития законодательства и оценок.

Вопросы охраны окружающей среды

Товарищество также может понести потенциальные убытки в результате претензий со стороны региональных природоохранных органов, которые могут возникнуть в отношении прошлых периодов освоения месторождений, разрабатываемых Товариществом в настоящее время. По мере развития казахстанского законодательства и нормативных актов, регулирующих платежи за загрязнение окружающей среды и восстановительные работы, Товарищество в будущем может понести затраты, размер которых невозможно определить в настоящее время, ввиду влияния таких факторов, как неясность в отношении определения сторон, несущих ответственность за такие затраты, и оценка Правительством Республики Казахстан возможностей вовлеченных сторон по оплате затрат на восстановление окружающей среды. Однако существует возможность того, что в случае неблагоприятного исхода потенциальные претензии или штрафы со стороны казахстанских контрольных органов могут оказать существенное влияние на будущие результаты деятельности Товарищества или на движение денежных средств в какой-либо определенный период.

Инвестиционные обязательства

На 30 июня 2010 года у Товарищества имелись инвестиционные обязательства в сумме 25 761 тысяч долларов США.

Операционная аренда

Товарищество заключило договор аренды с возможностью отмены на основной административный офис в Уральске в октябре 2007 года на срок в 20 лет за 15 тысяч долларов США в месяц.

Обязательство социального характера и обязательства по обучению

В соответствии с требованиями Контракта с Правительством, Товарищество обязано израсходовать: (i) 300 тысяч долларов США в год на финансирование социальной инфраструктуры и (ii) один процент от капитальных затрат, понесенных в течение года, на обучение граждан Казахстана, данные расходы несутся на ежегодной основе до окончания срока действия Контракта.

Zhaikmunai L.P.

Консолидированная финансовая отчетность
За период по 31 декабря 2009 г.
С заключением независимых аудиторов

ЗАКЛЮЧЕНИЕ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ

Партнерам компании Zhaikmunai L.P.:

Мы провели аудит прилагающейся консолидированной финансовой отчетности Zhaikmunai L.P. и его дочерних компаний («Группа»), которая включает в себя консолидированную отчетность о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2009 г. и консолидированную отчетность о совокупном доходе, консолидированную отчетность об изменениях в капитале и консолидированную отчетность о потоке денежных средств за истекший год и основного содержания важных учетных политик и прочих пояснительных записок.

Обязанности руководства по финансовой отчетности

Руководство несет ответственность за подготовку и достоверное представление данных консолидированных финансовых отчетностей в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности. Данная ответственность включает в себя: разработку, внедрение и осуществление внутреннего контроля за подготовкой и достоверным представлением консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений, вне зависимости от того связаны ли они с мошенничеством или произошли по ошибке; выбор и применение надлежащих учетных политик; и составление учетных оценок, приемлемых в данных обстоятельствах.

Обязанности аудиторов

В наши обязанности входит предоставление заключения по данной консолидированной финансовой отчетности на основании проведенного аудита. Мы провели аудит в соответствии с Международными аудиторскими стандартами. Данные стандарты требуют, чтобы мы соответствовали требованиям этики и планировали и проводили аудит таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в том, что финансовые отчеты не содержат существенных ошибок.

Аудит предполагает выполнение процедур для получения аудиторских доказательств касательно сумм и информации в финансовой отчетности. Выбранные процедуры зависят от решения аудиторов, включая оценку рисков возникновения существенных искажений в финансовой отчетности, вне зависимости от того связаны ли они с мошенничеством или произошли по ошибке. При выполнении указанных оценок риска, аудитор рассматривает, как в организации осуществляется внутренний контроль за подготовкой и достоверным представлением финансовой отчетности, для того, чтобы разработать процедуры аудита, приемлемые в данных обстоятельствах, а не для того, чтобы выразить свое мнение об эффективности внутреннего контроля в организации. Аудит также включает оценку пригодности используемых учетных политик и обоснованность учетных оценок руководства, а также оценку общего представления финансовой отчетности.

Мы считаем, что полученные нами аудиторские доказательства достаточны и пригодны для того, чтобы служить основой для нашего аудиторского заключения.

Заключение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчетность справедливо представляет, во всех существенных отношениях, финансовое положение Группы на 31 декабря 2009 г., и ее финансовые показатели и потоки денежной наличности за указанный год соответствуют Международным стандартам финансовой отчетности.

29 марта 2010 г.

Ernst & Young LL.P.
Алматы, Казахстан

ZHAIKMUNAI L.P.

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ОТЧЕТНОСТЬ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ

на 31 декабря 2009 г.

в тыс. долл. США	Прим.	2009 г.	2008 г.
АКТИВЫ			
Внеоборотные активы			
Основные средства	4	770 953	513 491
Производные финансовые инструменты	19	98	62 923
Ограниченная к использованию наличность	7	21 358	—
Предоплата за оборудование и строительные работы		27 399	75 385
		819 808	651 799
Оборотные активы			
Ограниченная к использованию наличность	7	—	21 078
ТМЗ.....		3 477	3 589
Счета к получению с покупателей.....	5	13 878	1 084
Авансы и прочие оборотные средства.....	6	22 663	28 081
Предоплата по налогу на прибыль		5 599	5 386
Денежные средства и их эквиваленты.....	7	137 375	11 887
		182 992	71 105
ИТОГО АКТИВЫ		1 002 800	722 904
СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Капитал и резервы			
Уставной капитал	8	366 942	92 072
Нераспределенная прибыль и резервы на перевод		110 827	129 595
		477 769	221 667
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные займы	9	356 348	—
Обязательства по ликвидации и восстановлению площадок	10	3 373	3 411
Причитается правительству Казахстана.....	11	6 363	6 330
План опциона для сотрудников	20	7 025	516
Отсроченные налоговые обязательства	18	76 659	56 940
		449 768	67 197
Текущие обязательства			
Расчеты с поставщиками и подрядчиками.....	12	66 381	60 953
Текущая часть долгосрочных займов.....	9	—	365 439
К срочной оплате правительству Казахстана	11	1 028	1 031
Прочие текущие обязательства	13	7 854	6 617
		75 263	434 040
ИТОГО СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА.....		1 002 800	722 904

Учетная политика и примечания на страницах с F-25 по F-53 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

Главный исполнительный директор Генерального партнера Zhaikmunai L.P.

Кай Уве Кессель

Главный финансовый директор Генерального партнера Zhaikmunai L.P.

Ян Ру Мюллер

ZHAIKMUNAI L.P.

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ОТЧЕТНОСТЬ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

За период по 31 декабря 2009 г.

в тыс. долл. США	Прим.	2009 г.	2008 г.
Реализация сырой нефти:			
Продажа на экспорт		109 368	127 811
Продажа на внутренний рынок		6 665	8 101
		116 033	135 912
Стоимость реализации	14	(44 035)	(44 610)
Валовая прибыль		71 998	91 302
Общие и административные расходы	15	(29 726)	(20 299)
Расходы по реализации и транспортировке нефти	16	(5 692)	(24 212)
(Убыток)/прибыль по контракту на хеджирование	19	(16 909)	64 780
Затраты на финансирование	17	(7 801)	(13 171)
Убытки от курсовой разницы		(2 184)	(1 527)
Доход от процентов		60	604
Прочие расходы		(1 611)	(665)
Прочие доходы		705	1 854
Прибыль до уплаты налога на прибыль		8 840	98 666
Расходы на выплату налога на прибыль	18	(27 608)	(35 188)
(Убыток)/прибыль за год		(18 768)	63 478
Прочий совокупный доход:			
Курсовая разница по переводу в валюту представления		—	(702)
Итого совокупный (убыток)/прибыль за год		(18 768)	62 776

Учетная политика и примечания на страницах с F-25 по F-53 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

Главный исполнительный директор Генерального партнера Zhaikmunai L.P.

Кай Уве Кессель

Главный финансовый директор Генерального партнера Zhaikmunai L.P.

Ян Ру Мюллер

ZHAIKMUNAI L.P.

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ОТЧЕТНОСТЬ О ПОТОКЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За период по 31 декабря 2009 г.

в тыс. долл. США	Прим.	2009 г.	2008 г.
Потоки денежных средств от операционной деятельности:			
Прибыль до налога на прибыль		8 840	98 666
Корректировки для:			
Износ и амортизация		16 615	8 045
Затраты на финансирование	17	7 801	13 171
Доход по процентам		(60)	(604)
(Убытки)/прибыль по контракту на хеджирование	19	16 909	(64 780)
Убытки/(прибыль) от курсовой разницы по неоперационной деятельности		—	3 649
Накопление расходов по опциону на акции		6 509	516
Убытки от списания основных средств	4	1 567	443
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		58 181	59 106
Изменения в оборотном капитале:			
Уменьшение / (увеличение) в ТМЗ		90	(789)
(Увеличение) / уменьшение в счетах к получению		(12 794)	8 444
Уменьшение / (увеличение) в авансах и прочих оборотных активах		5 414	(13 843)
Увеличение в счетах к оплате		3 745	1 827
Платежи по обязательствам Правительству Казахстана	11	(1 032)	(2 062)
Увеличение в прочих текущих обязательствах		1 241	1 157
Денежные средства от операционной деятельности		54 845	53 840
Оплаченный налог на прибыль		(8 911)	(9 617)
Чистые денежные поступления от операционной деятельности		45 934	44 223
Потоки денежных средств от инвестиционной деятельности:			
Полученные проценты		60	604
Приобретение основных средств		(200 733)	(195 800)
Чистые денежные средства, используемые в инвестиционной деятельности...		(200 673)	(195 196)
Потоки денежных средств от финансовой деятельности:			
Погашение займов		—	(246 353)
Оплата затрат на финансирование		(26 608)	(32 344)
Поступления от выпуска Глобальных депозитарных расписок	8	300 000	100 000
Оплата транзакционных издержек	8	(25 130)	(7 928)
Поступления от заемных средств	9	—	381 677
Перевод (на) / из средств, ограниченных к использованию		(280)	(21 078)
Поступления от продажи контракта на хеджирование	19	48 200	—
Реализация прибыли от хеджа	19	5 416	1 596
Покупка контракта на хеджирование	19	(7 700)	—
Сборы, уплаченные за получение кредитной линии BNPP		(14 480)	(19 943)
Чистые денежные средства от финансовой деятельности		279 418	155 627
Влияние изменений обменного курса на денежные средства и их эквиваленты		809	(127)
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов		124 679	4 654
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		11 887	7 360
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	8	137 375	11 887

Сделки с безналичными расчетами

Сделки с безналичными расчетами, включающие нижеследующие, были исключены из консолидированного отчета о движении денежных средств:

- Приобретение основных средств за период по 31 декабря 2009 г., включало активы, работы и услуги, оплата по которым еще не производилась, в сумме 1 509 тыс. долл. США (в 2008: 22 703 тыс. долл. США).

Учетная политика и примечания на страницах с F-25 по F-53 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

Главный исполнительный директор Генерального партнера Zhaikmunai L.P.

Кай Уве Кессель

Главный финансовый директор Генерального партнера Zhaikmunai L.P.

Ян Ру Мюллер

ZHAIKMUNAI L.P.

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ОТЧЕТНОСТЬ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В СОБСТВЕННОМ КАПИТАЛЕ

За период по 31 декабря 2009 г.

в тыс. долл. США	Капитал товарищества	Нераспределенная прибыль	Резерв на перевод валюты	Итого
На 31 декабря 2007 г.	—	62 818	4 001	66 819
Прибыль за период.....	—	63 478	—	63 478
Общие совокупные убытки	—	—	(702)	(702)
Общий совокупный доход за период	—	63 478	(702)	62 776
Эмиссия Глобальных депозитарных расписок (Прим. 8).....	100 000	—	—	100 000
Транзакционные издержки (Прим. 8).....	(7 928)	—	—	(7 928)
На 31 декабря 2008 г.	92 072	126 296	3 299	221 667
Общий совокупный убыток за период	—	(18 768)	—	(18 768)
Эмиссия Глобальных депозитарных расписок (Прим. 8).....	300 000	—	—	300 000
Транзакционные издержки (Прим. 8).....	(25 130)	—	—	(25 130)
На 31 декабря 2009 г.	366 942	107 528	3 299	477 769

Учетная политика и примечания на страницах с F-25 по F-53 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

Главный исполнительный директор Генерального партнера Zhaikmunai L.P.

Кай Уве Кессель

Главный финансовый директор Генерального партнера Zhaikmunai L.P.

Ян Ру Мюллер

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

За период по 31 декабря 2009 г.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Zhaikmunai L.P. является товариществом с ограниченной ответственностью, которое было основано 29 августа 2007 г. согласно Закону о товариществах от 1909 о. Мэн. Zhaikmunai L.P. зарегистрировано на о. Мэн с рег. № 295P.

Данная консолидированная финансовая отчетность включает в себя результаты операций Zhaikmunai L.P. ("Zhaikmunai L.P.") и его 100% дочерних предприятий Frans Van Der Schoot B.V. ("FVDS"), Claydon Industrial Limited ("Claydon"), Jubilata Investments Limited ("Jubilata"), ТОО «Жаикмунай» ("Товарищество") и ТОО «Конденсат-Холдинг» ("Конденсат"). Zhaikmunai L.P. и его дочерние предприятия в дальнейшем именуются в данном документе как "Группа". Операции Группы включают единственный производственный сегмент и в основном осуществляется посредством нефтегазодобывающего предприятия ТОО «Жаикмунай», расположенного в Казахстане. В конечном итоге Группа косвенно контролируется через Thyler Holdings Limited ("Thyler") Фрэнком Монстрей. Генеральным партнером Zhaikmunai L.P. является компания Zhaikmunai Group Limited, которая отвечает за управление Группой (Прим. 9).

Товарищество было основано в 1997 г. для целей разведки и разработки Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения в Западно-Казахстанской Области. Товарищество выполняет работы в соответствии с контрактом на доразведку, добычу и раздел продукции сырых углеводородов Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения (Контракт) от 31 октября 1997 г. с учетом внесенных в него изменений, в соответствии с лицензией МГ № 253Д (Лицензия) на разведку и добычу УВ на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении между Государственным комитетом по инвестициям РК и Товариществом.

Группа была сформирована посредством реорганизации юридических лиц, находившихся под общим контролем 28 марта 2008 г. для содействия регистрации ГДР на Лондонской бирже. 28 марта 2008 г. Zhaikmunai L.P. зарегистрировал 40 000 000 Глобальных Депозитарных Расписок ("ГДР") на Лондонской фондовой бирже ("LSE"), 30 000 000 из которых были переданы компании Claremont Holdings Limited, дочернему подразделению Thyler, после реорганизации и 10 000 000, которые были проданы другим инвесторам по 10 долл. США за ГДР, представляющие 9,09% доли участия в Группе.

Данная консолидированная финансовая отчетность была подготовлена с использованием метода простого объединения капиталов и, как таковая, консолидированная финансовая отчетность была представлена как если бы передача долей участия в компаниях Frans Van Der Schoot B.V., Claydon, Jubilata, ТОО «Жаикмунай» и Конденсат компании Zhaikmunai L.P. произошла с начала самого раннего представленного периода.

15 сентября 2009 г. Zhaikmunai L.P. привлекла дополнительные 300 млн. долл. США посредством продажи 75 000 000 новых простых долей в форме ГДР по цене 4 долл. США за ГДР. 30 000 000 данных ГДР были размещены в Claremont Holdings Limited. Компания Claremont Holdings Limited косвенно контролируется Фрэнком Монстрей.

Zhaikmunai L.P. зарегистрировано по следующему адресу: 7th Floor, Harbour Court, Lord Street, Douglas, Isle of Man, IM1 4LN.

Данная консолидированная финансовая отчетность была допущена к публикации Каем Уве Кесселем, Главным исполнительным директором Генерального партнера компании Zhaikmunai L.P. и Яном Ру Мюллером, Главным финансовым директором Генерального партнера компании Zhaikmunai L.P. 29 марта 2010 г.

Условия лицензии

Первоначально срок действия лицензии Товарищества включал 5-летний период разведки и 25-летний период добычи. Период разведки был сначала продлен на дополнительных 4 года и затем еще на 2 года согласно дополнениям к Контракту от 12 января 2004 г. и 23 июня 2005 г. соответственно. В соответствии с дополнением от 5 июня 2008, добыча на Турнейском горизонте (Север) началась с 1 января 2007. После дополнительных коммерческих открытий коммерческих запасов в течение 2008 г. период разведки согласно

лицензии, за исключением Турнейского горизонта, был продлен еще на три года с новым сроком окончания 26 мая 2011 г.

Продление периодов разведки не изменило срока действия лицензии, который закончится в 2031 г.

Выплата роялти

Товарищество должно ежемесячно оплачивать роялти в течение всего Периода добычи согласно ставкам, указанным в Контракте.

Ставки роялти зависят от извлекаемых уровней сырой нефти и стадии добычи, и могут варьироваться от 2% до 7% добываемой нефти и природного газа.

Доля Правительства в прибыли

Товарищество выплачивает Правительству “долю прибыли” в соответствии с Контрактом. “Доля прибыли” зависит от уровня добычи сырой нефти и варьируется от 10% до 40% от добычи после вычета роялти и возмещаемых расходов. Возмещаемые расходы включают в себя операционные расходы, расходы на дополнительную разведку и освоение. “Доля прибыли” Правительства относится на расходы в момент возникновения и оплачивается наличными средствами.

2. ОСНОВА ДЛЯ ПОДГОТОВКИ

Данная консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО»), изданными Правлением Комитета по Международным стандартам финансовой отчетности («ПМСФО»). Консолидированная финансовая отчетность была подготовлена на основе правил учета по фактическим затратам за истекший период, за исключением финансовых инструментов, которые переносятся по справедливой стоимости.

Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО требует использования определенных критически важных учетных оценок. Она также требует от руководства принимать свои решения в ходе применения учетных политик Группы. В Примечании 3 раскрываются сферы, требующие более высокой степени рассуждения или более сложные, или же сферы, где предположения и оценки важны для консолидированной финансовой отчетности.

Принятые стандарты учета и толкования

Принятые учетные политики соответствуют политикам за прошлый финансовый год, за исключением следующих:

Группа приняла в течение года следующие новые и исправленные МСФО и интерпретации от Комитета по интерпретации МСФО (КРМСФО). Принятие данных пересмотренных стандартов и интерпретаций не оказало никакого влияния на результаты финансовой деятельности или финансовое положение Группы.

- МСФО 2 “Выплаты долевыми инструментами – условия и отмена передачи прав”— действует с 1 января 2009 г.
- МСФО 7 “Финансовые инструменты: раскрытие информации”—действует с 1 января 2009 г.
- МСФО 8 “Операционные сегменты”— действует с 1 января 2009 г.
- МСБУ 1 “Представление финансовой отчетности”— действует с 1 января 2009 г.
- МСБУ 23 “Исправленное – Затраты по займам”—действует с 1 января 2009 г.
- МСБУ 32 “Финансовые инструменты: представление информации” и МСБУ 1 “Финансовые инструменты, которые предлагаются на рынке, и обязательства, возникающие при ликвидации” — действует с 1 января 2009 г.
- КРМСФО 9 “Повторный анализ встроенных производных финансовых инструментов” и МСБУ 39 “Финансовые инструменты: признание и оценка” — действует с 30 июня 2009 г.

- КРМСФО 13 “Программы лояльности клиентов” — действует с 1 июля 2008 г.
- КРМСФО 15 “Договоры на строительство объектов недвижимости” — действует с 1 января 2009 г.
- КРМСФО 16 “Хеджирование чистых инвестиций в зарубежных операциях”— действует с 1 октября 2008 г.
- КРМСФО 18 “Перевод активов, полученных от клиентов”— действует с 1 июля 2009 г.
- Усовершенствования в МСФО—май 2008 г.

МСФО 2—“Выплаты долевыми инструментами” (пересмотренное)

Правление Комитета по Международным стандартам финансовой отчетности (ПМСФО) выпустило поправку к МСФО 2, которая разъясняет определение условий передачи прав и предписывает процедуру обработки отменяемого присуждения. Группа приняла данную поправку с 1 января 2009 г. Это не оказало никакого влияния на результаты финансовой деятельности или финансовое положение Группы.

МСФО 7 “Финансовые инструменты: раскрытие информации”

Исправленный стандарт требует дополнительного раскрытия информации об оценке справедливой стоимости и риске, связанном с недостатком ликвидности. Оценка справедливой стоимости раскрывается источником входящей информации с использованием трехуровневой иерархии для каждого класса финансовых инструментов, признаваемых по справедливой стоимости. В дополнение к этому теперь требуется сверка между начальным и конечным остатками для оценок справедливой стоимости Уровня 3, а также значительные переносы между Уровнями 1 и 2 оценок справедливой стоимости. Поправки также разъясняют требования к раскрытию информации о риске, связанном с недостатком ликвидности. Производные финансовые инструменты Группы оцениваются по справедливой стоимости, что показано в соответствующих замечаниях к консолидированной финансовой отчетности, а на раскрытие информации о риске, связанном с недостатком ликвидности, поправки не имеют существенного влияния и представлены в Примечании 23.

МСФО 8 Операционные сегменты

Данный стандарт требует раскрытия информации об операционных сегментах Группы и замещает требование по определению первичных (хозяйственных) и вторичных (географических) сегментах отчетности Группы. Принятие данного стандарта не оказало никакого влияния на результаты финансовой деятельности или финансовое положение Группы, поскольку Группа работает в одном операционном сегменте.

МСБУ 1 “Представление финансовой отчетности”

Данный пересмотренный стандарт разделяет изменения в собственном капитале владельцев и невладеющих. Отчет об изменениях в собственном капитале включает только подробности сделок с владельцами, а изменения в собственном капитале невладеющих представлены одной строчкой. В дополнение к этому, Стандарт внедряет положение о совокупном доходе: он представляет все статьи признанных доходов и расходов либо в одном единственном отчете, или в двух связанных отчетах. Группа выбрала представление в одном единственном отчете.

МСБУ 23 “Затраты по займам”

Данный стандарт был пересмотрен и теперь требует капитализации затрат по займам на квалифицируемые активы с отменой варианта зачета затрат по займам в счет расходов. Существующая учетная политика Группы заключалась в капитализации затрат по займам на квалифицируемые активы, следовательно принятие данного стандарта не оказало никакого влияния на результаты финансовой деятельности или финансовое положение Группы.

МСБУ 32 “Финансовые инструменты: представление информации” и МСБУ 1 “Финансовые инструменты, которые предлагаются на рынке, и обязательства, возникающие при ликвидации”

В данные стандарты были внесены поправки, допускающие ограниченное по объему исключение для классификации финансовых инструментов с правом досрочного погашения как собственного капитала, если

они удовлетворяют определенному числу оговоренных критериев. Принятие данных поправок не оказало никакого влияния на результаты финансовой деятельности или финансовое положение Группы.

Усовершенствование в МСФО

В мае 2008 г. Правление выпустило первый том поправок к своим стандартам, первоначально с целью устранения несоответствий и разъяснения формулировок. Существуют отдельные переходные положения для каждого стандарта. Группа приняла данные поправки и усовершенствования в МСФО, которые действуют в отношении ее операционной деятельности в 2009 г.

МСБУ 1—“Представление финансовой отчетности”

Активы и обязательства, классифицируемые как выделенные для выполнения сделок в соответствии с МСБУ 39 “*Финансовые инструменты: признание и оценка*” автоматически не классифицируются как оборотные в отчете о финансовом состоянии. Группа внесла соответствующие исправления в свою учетную политику и проанализировала, отличались ли ожидания руководства по периоду реализации финансовых активов и обязательств от классификации инструмента. Это не привело к какой-либо переклассификации финансовых инструментов между оборотными и внеоборотными в отчете о финансовом положении.

МСБУ 16—Основные средства

Замена термина “чистая цена продаж” на “справедливая стоимость за вычетом стоимости реализации”. Группа внесла соответствующие исправления в свою учетную политику, которые не привели ни к каким изменениям в финансовом положении Группы.

МСБУ 23—Затраты по займам

Определение затрат по займам пересмотрено для объединения двух типов статей, которые считаются компонентами ‘затрат по займам’ в один— расход на выплату процентов, рассчитанный с использованием метода действующей ставки процента, рассчитанной в соответствии с МСБУ 39. Группа внесла соответствующие исправления в свою учетную политику, которые не привели ни к каким изменениям в финансовом положении Группы.

МСБУ 36—Нанесение ущерба активам

При использовании дисконтированного потока денежных средств для оценки ‘справедливой стоимости за вычетом стоимости реализации’ требуется дополнительное раскрытие информации о ставке дисконта, соответствующее раскрытию, требуемому, когда дисконтированные потоки денежных средств используются для оценки ‘ценности использования’. Данная поправка не произвела непосредственного воздействия на консолидированные финансовые отчеты Группы, поскольку возмещаемая сумма ее активов, генерирующих денежные средства, в настоящее время оценивается с использованием ‘ценности использования’.

МСБУ 38— Нематериальные активы

Расходы на рекламу и продвижение товара признаются как затраты, когда Группа либо имеет право доступа к товарам, либо получила услугу. Данная поправка не влияет на Группу, поскольку она не вступает в такие мероприятия по продвижению товара.

Поскольку ссылка на данный документ редко (если вообще) является убедительным доказательством в поддержку метода амортизации нематериальных активов кроме метода пропорционального списания стоимости, то она была удалена. Группа произвела переоценку срока службы своих нематериальных активов и заключила, что метод пропорционального списания стоимости является подходящим.

КРМСФО 9— Повторный анализ встроенных производных финансовых инструментов и МСБУ 39 “Финансовые инструменты: признание и оценка”

Данная поправка к КРМСФО 9 требует от предприятия провести анализ: должен ли встроенный производный финансовый инструмент быть отделен от основного договора, когда оно переклассифицирует смешанный финансовый актив из справедливой стоимости в категорию прибылей или убытков. Данный анализ должен производиться на основании обстоятельств, которые существовали на более позднюю дату из: даты, в которую предприятие в первый раз стало стороной контракта и даты любых изменений в контракте, которые значительно изменили поток денежных средств по нему. Согласно текущей редакции МСБУ 39, если

встроенный производный финансовый инструмент не может быть достоверно оценен, весь смешанный инструмент должен оставаться классифицированным по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Данная поправка не влияет на финансовое положение Группы или прибыли и убытки.

КРМСФО 13— *Программы лояльности клиентов*

КРМСФО 13 требует, чтобы кредиты лояльности клиентов учитывались как отдельный компонент сделки купли-продажи, по которой они предоставляются. Часть справедливой стоимости полученного вознаграждения отводится на присуждаемые кредиты и переносится на более поздний срок. Затем она признается как доход за период, в который присуждаемые кредиты погашаются. Данная поправка не влияет на Группу, поскольку она не поддерживает какие-либо программы лояльности клиентов.

КРМСФО 15— *Договоры на строительство объектов недвижимости*

Данная Интерпретация применяется к учету доходов и сопутствующих расходов предприятий, производящих строительство недвижимости напрямую или через субподрядчиков и предоставляет методические указания в отношении того, попадают ли мероприятия предприятия под объем МСБУ 11 или МСБУ 18 и определяют срок признания дохода при данной деятельности. Данная поправка не влияет на Группу, поскольку она не занималась такой деятельностью.

КРМСФО 16— *Хеджирование чистых инвестиций в зарубежных операциях*

Данная Интерпретация подлежит перспективному применению. КРМСФО 16 предоставляет методические указания по учету хеджа чистых инвестиций. Как таковая она предоставляет указания по определению рисков, связанных с иностранной валютой, которые дают право на учет хеджирования в хедже чистой инвестиции, где внутри Группы инструменты хеджирования могут удерживаться в хедже чистой инвестиции, и как предприятие должно определять сумму прибыли или убытка от операций по обмену валюты в отношении и чистой инвестиции и инструмента хеджирования, которая вновь пускается в оборот при списании чистой инвестиции. Данная поправка не влияет на Группу, поскольку она не занималась такой деятельностью.

КРМСФО 18— *Перевод активов, полученных от клиентов*

Данная Интерпретация применяется к учету перевода статей основных средств предприятиями, которые получают такие переводы от своих покупателей, при котором данное предприятие должно либо подключить покупателя к клиентской сети, либо предоставить покупателю постоянный доступ к поставкам товаров или услуг, или и то и другое. Данная Интерпретация также применяется к договоренностям, в которых какое-либо лицо получает денежные средства от покупателя, когда данная сумма должна использоваться только для строительства или приобретения основных средств и предприятие должно использовать данное основное средство либо для подключения покупателя к клиентской сети, либо предоставления покупателю постоянного доступа к поставкам товаров или услуг, или и то и другое. Поскольку Группа не получает какие либо основные средства или денежные средства для этих целей, данная Интерпретация не влияет на Группу.

Прочие поправки, проистекающие от Усовершенствований в МСФО к следующим стандартам, не оказали никакого влияния на учетные политики, финансовое положение или показатели Группы:

- МСФО 5 Долгосрочные активы, предназначенные для продажи и прекращенная деятельность
- МСФО 7 Финансовые инструменты: раскрытие информации
- МСБУ 8 Учетная политика, изменения в расчетных бухгалтерских оценках и ошибки
- МСБУ 10 События после отчетного периода
- МСБУ 18 Выручка
- МСБУ 19 Вознаграждения работникам
- МСБУ 20 Учет государственных субсидий и раскрытие информации о государственной помощи
- МСБУ 27 Консолидированная и отдельная финансовая отчетность

- МСБУ 28 Инвестиции в ассоциированные компании
- МСБУ 29 Финансовая отчетность в условиях гиперинфляционной экономики
- МСБУ 31 Участие в совместной деятельности
- МСБУ 34 Промежуточная финансовая отчетность
- МСБУ 40 Инвестиции в недвижимость
- МСБУ 41 Сельское хозяйство

Руководство ожидает, что принятие данных стандартов и интерпретаций в будущих периодах не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Новые разработки в области бухучета

Следующие МСФО, интерпретации КРМСФО и усовершенствования в МСФО еще не действовали в период до 31 декабря 2009 г.:

- МСФО 3R Слияние компаний
- МСБУ 27 Консолидированная и отдельная финансовая отчетность—поправка
- КРМСФО 17 Выплаты акционерам неденежными активами
- КРМСФО 14 МСБУ 19 Ограничение по признанию актива в рамках пенсионных программ, минимальные требования к фондированию
- КРМСФО 19 Погашение финансовых обязательств долевыми инструментами
- МСФО 9 Финансовые инструменты
- МСБУ 24 Раскрытие информации относительно связанных сторон — поправка
- МСФО 1 Первое применение международных стандартов финансовой отчетности—дополнительные исключения для начинающих
- МСФО 2 Оплата наличными денежными средствами в Группе, основанная на акциях
- МСБУ 39 Приемлемые хеджируемые статьи МСБУ 32
- Классификации выпуска прав
- Усовершенствования в МСФО (апрель 2009 г.)

Руководство ожидает, что принятие вышеуказанных стандартов и интерпретаций не окажет существенного влияния на финансовое положение или результаты работы Группы.

3. КРАТКАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗНАЧИМЫХ УЧЕТНЫХ ПОЛИТИКАХ

Оценка и допущения

Ниже обсуждаются основные допущения касательно будущих и прочих ключевых источников неопределенности оценки на дату составления отчета о финансовом положении, которые представляют собой значительный риск существенных изменений в балансовой стоимости активов и обязательств:

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчете амортизации Товарищества. Товарищество оценивает свои запасы нефти и газа по методике Общества инженеров-нефтяников. В оценке своих запасов по

этой методике, Товарищество использует долгосрочные плановые цены, которые также используются руководством для принятия инвестиционных решений по разработке месторождения. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, которое присуще использованию спотовых цен на конец года. Руководство считает, что предположения по долгосрочным плановым ценам более соответствуют долгосрочной природе добывающего бизнеса и предлагают наилучшую базу для подсчета запасов нефти и газа. Все оценки запасов имеют некоторую степень неопределенности. Неопределенность зависит в основном от количества надежных геологических и инженерных данных, имеющихся на время оценки и интерпретации этих данных.

Относительная степень неопределенности может быть передана посредством помещения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные. Вероятность извлечь доказанные запасы выше, чем для недоказанных, и их можно далее классифицировать как разработанные и неразработанные, чтобы подчеркнуть прогрессивно увеличивающуюся неопределенность их извлечения. Оценки пересматриваются ежегодно. Пересмотры делаются в связи с оценкой или переоценкой уже имеющихся геологических данных или данных по коллектору и добыче; наличием новых данных; или изменениями в исходных ценовых предположениях. Оценка запасов может быть также пересмотрена в связи с улучшением проектов извлечения, изменениями в мощности добычи или изменениями стратегии разработки. Доказанные разрабатываемые запасы используются для расчета единицы текущего дебита для амортизации.

Обесценение активов

Группа оценивает на каждую дату отчетности, есть ли какие-либо указания на то, что актив может обесцениться. Если какое-либо такое указание существует, Группа проводит оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость группы активов - это самая высокая реальная стоимость актива или группы активов, генерирующих денежные средства, за минусом затрат реализации и потребительской стоимости и определяется для отдельного актива, если только актив не генерирует денежные потоки, которые по большому счету независимы от денежных потоков других активов или групп активов. Там где балансовая стоимость актива превышает его возмещаемую стоимость, считается, что стоимость актива снижена и списывается на возмещаемую стоимость. При оценке потребительской стоимости, рассчитанные будущие потоки наличности дисконтируются до их текущей стоимости с использованием ставки дисконта до уплаты налогов, которая отражает текущую рыночную оценку стоимости денег с учетом доходов будущих периодов и риски, специфические для данных активов. Стоимость денег с учетом доходов будущих периодов определяется на основании средневзвешенной стоимости капитала Группы в 21% и 19% на 2009 и 2008 гг., соответственно. За периоды по 31 декабря 2009 и 2008 гг. не было признанных Группой потерь от обесценения.

Оплата, основанная на акциях

Группа оценивает стоимость сделок по собственному капиталу с работниками исходя из справедливой стоимости долевых инструментов на дату, в которую они предоставляются. Оценка справедливой стоимости по сделкам с оплатой, основанной на акциях, требует определения наиболее подходящей модели оценки, которая зависит от сроков и условий предоставления. Данная оценка также требует определения наиболее подходящих входных данных в модель оценки, включая ожидаемый срок опциона на акции и волатильность, и выполнение оценок по ним. Предположения и модели, используемые для оценки справедливой стоимости по сделкам с оплатой, основанной на акциях, раскрываются в Примечании 20.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Там, где справедливая стоимость финансовых активов и финансовых обязательств, зафиксированных в отчете о финансовом положении, не может быть получена с активных рынков, они определяются с использованием техник оценки, включающих модель дисконтированного потока денежных средств. Входные данные для этих моделей берутся из наблюдаемых рынков, там, где это возможно, но где это невозможно, необходима определенная степень суждения в установлении справедливой стоимости. Суждения включают рассмотрение входных данных, таких как риск ликвидности, риск неплатежа по кредиту и волатильность. Изменения в предположениях о данных факторах могут повлиять на сообщаемую справедливую стоимость финансовых инструментов.

Обязательства по ликвидации скважин и восстановлению участка

Товарищество оценивает будущие затраты по демонтажу и восстановлению для нефтегазоносных участков на основании оценок, предоставляемых либо инженерами компании, либо сторонними инженерами после принятия во внимание ожидаемого метода демонтажа и степени восстановления участка, требуемой в

соответствии с действующим законодательством и промышленной практикой. Сумма обязательства представляет собой текущую стоимость оцененных будущих расходов которые, как ожидается, потребуются для исполнения обязательства с поправкой на ожидаемую инфляцию и дисконтированную с использованием средних долгосрочных безрисковых процентных ставок для государственного долга на развивающихся рынках с поправкой на риски, присущие казахстанскому рынку. Товарищество пересматривает положения о восстановлении участка на каждую дату составления баланса и корректирует их для отражения текущих наилучших оценок в соответствии с КИМСФО 1 “Изменения в существующих обязательствах по выводу из эксплуатации, восстановлению и аналогичных обязательствах”. Оценка будущей стоимости на закрытие требует от руководства значительной работы по составлению оценок и суждений. Значительные суждения в выполнении таких оценок включают оценку ставки дисконта, и распределения во времени потока денежных средств. Руководство сделало свою оценку на основании допущения, что поток денежных средств будет иметь место при ожидаемом окончании срока лицензии.

Руководство Товарищества считает, что процентные ставки по заемному финансированию предоставляют наилучшую оценку применимой ставки дисконта. Ставка дисконта применяется к номинальным суммам, которые руководство ожидает потратить на восстановление участка в будущем. Товарищество оценивает будущую стоимость ликвидации скважин с использованием цен текущего года и среднего долгосрочного темпа инфляции.

Долгосрочный темп инфляции и ставка дисконта, используемые для определения обязательства по балансу на 31 декабря 2009 г., составляли 5% и 10,88% соответственно. Шаги по выполнению обязательства по выводу из эксплуатации описываются в Примечании 10.

Пересчет иностранных валют

Каждое предприятие в Группе определяет свою собственную функциональную валюту и статьи, включенные в консолидированную финансовую отчетность каждого лица, измеряются с использованием этой функциональной валюты. Функциональной валютой Zhaikmunai L.P., FVDS, Claydon, Jubilata и Конденсат является Доллар США (“доллар США” или “долл. США”). Функциональной валютой Товарищества до 1 января 2009 г. был казахстанский тенге (“тенге” или “KZT”), который отражал экономическую сущность основополагающих событий и обстоятельств вокруг предприятия в то время. Начиная с 1 января 2009 г., Товарищество изменило свою функциональную валюту на долл. США в результате увеличения закупок материалов и прочих затрат от иностранных поставщиков, которые были номинированы в долл. США. К тому же, Группа теперь получала все свое финансирование в долларах США. Увеличившийся объем сделок, номинированных в долл. США, рассматривался как изменение в обстоятельствах, сложившихся вокруг условий работы Товарищества, и функциональной валюты в соответствии с МСБУ 21 “Последствия изменений в обменных курсах”.

Группа внедрила процедуры перевода, применимые к новой функциональной валюте перспективно с даты изменения. Соответственно все статьи в балансовом отчете по состоянию на 1 января 2009 г. были переведены в долл. США с использованием обменного курса, существовавшего на ту дату, т.е. 1 долл. США = 150,41 тенге. Конечные переведенные суммы по неденежным статьям учитываются по своей исторической стоимости.

Консолидированная финансовая отчетность Группы представляется в долларах США (“долл. США”), которая также является функциональной валютой предприятий Группы.

Сделки и остатки, номинированные в иностранных валютах

Сделки в иностранных валютах первоначально учитываются Группой по соответствующим курсам обмена к функциональной валюте, действующим на дату сделки. Денежные активы и обязательства, номинированные в иностранных валютах, обратно переводятся в функциональную валюту по спотовому курсу, преобладающему на отчетную дату. Все различия записываются в прибыль или в убыток. Неденежные статьи, которые оцениваются в контексте исторических затрат в иностранной валюте переводятся с использованием обменных курсов, имевшихся на даты первоначальных сделок. Неденежные статьи, оцениваемые по справедливой стоимости в иностранной валюте, переводятся с использованием обменных курсов на дату определения справедливой стоимости.

Консолидация

Консолидированная финансовая отчетность включает финансовые отчеты Головной компании и подконтрольных ей дочерних компаний (Примечание 1).

Сделки между компаниями группы, остатки и нереализованная прибыль от сделок между компаниями исключаются. Нереализованные убытки также исключаются, но рассматриваются как показатель обесценения переведенного актива. Учетные политики дочерних компаний были изменены, где необходимо, чтобы обеспечить соответствие с политиками, принятыми Группой.

Дочерние компании

Дочерними компаниями являются все предприятия, финансовыми и операционными политиками которых Группа имеет полномочия управлять, что в общем случае сочетается также с участием в них с более чем половиной голосов. Существование и эффект потенциальных прав голоса, которые в настоящее время осуществимы или обратимы, рассматриваются при оценке того, контролирует ли Группа другое предприятие. Дочерние компании полностью консолидируются с даты, в которую контроль переходит к Группе и продолжают оставаться консолидированными до даты, в которую такой контроль прекращается.

Покупка контрольных пакетов акций дочерних компаний от предприятий, находящихся под общим контролем

Покупка контрольных пакетов акций дочерних компаний от предприятий, находящихся под общим контролем, учитывается с использованием метода объединения долей.

Активы и обязательства дочерних компаний, передаваемых под общим контролем, учитываются в данной консолидированной финансовой отчетности по исторической стоимости контролирующего предприятия. Любая разница между итоговой балансовой стоимостью чистых активов и уплачиваемого вознаграждения учитывается в консолидированной финансовой отчетности как корректировка в собственном капитале участников.

Данная консолидированная финансовая отчетность, включая соответствующие цифры, представлена так, как если бы дочерняя компания была приобретена Группой в дату, в которую она первоначально приобреталась контролирующим предприятием.

Основные средства

Расходы на разведку

Расходы на геологическую и геофизическую разведку зачитываются против дохода, по мере их наступления. Затраты, напрямую связанные с разведочной скважиной капитализируются в основных средствах (незавершенное строительство), до тех пор, пока не будет закончено бурение скважины и не оценены результаты. Данные затраты включают вознаграждение работникам и используемые материалы и ГСМ, затраты на буровую установку и выплаты подрядчикам, и выплаты по обязательству о выбытии активов. Если УВ не обнаружены, расходы на разведку списываются как непродуктивная скважина. Если УВ обнаружены и, при условии проведения дальнейших разведочных работ, которые могут включать бурение дальнейших скважин (разведочных или структурно-поисковых скважин разведочного типа), вероятно, могут быть вовлечены в промышленную разработку, затраты продолжают переноситься как актив. Все такие переносимые затраты подвергаются техническому, коммерческому и управленческому анализу, по меньшей мере, раз в год, чтобы подтвердить продолжающееся намерение разрабатывать или иным образом извлекать ценность из обнаружения. Если эта работа более не продолжается, затраты списываются. В течение 2009 г. не было затрат на разведку (2008: нуль).

Нефтегазовые активы

Расходы по строительству, монтажу или завершению сооружений инфраструктуры, таких как: платформы, трубопроводы и бурение разработочных скважин капитализируются в рамках основных средств как нефтегазовые активы. Первоначальная стоимость актива составляет из его цены покупки или стоимости строительства, любых затрат, напрямую приписываемых к введению актива в эксплуатацию, и первоначальной оценки обязательств по выводу из эксплуатации, если они есть. Цена покупки или стоимость строительства является совокупной выплачиваемой суммой и справедливой стоимостью по любой другой оценке, данной для покупки актива. Основные средства учитываются по стоимости за вычетом накопленного износа.

Все капитализированные затраты на нефтегазовые активы амортизируются на основе метода начисления износа по выработке продукции на основании оцененных доказанных разрабатываемых запасов месторождения, за исключением того, что Товарищество начисляет износ на свой нефтепровод и

нефтеналивной терминал методом амортизации на основе равномерных отчислений на период действия лицензии. В случае активов, у которых срок службы короче, чем срок эксплуатации месторождения, также применяется метод амортизации на основе равномерных отчислений.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

За период по 31 декабря 2009 г.

3. КРАТКАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗНАЧИМЫХ УЧЕТНЫХ ПОЛИТИКАХ

Запасы нефти и газа

Доказанные запасы нефти и газа представляют собой оцененные объемы рентабельных УВ, которые по существующим геологическим, геофизическим и инженерным данным показаны как извлекаемые в течение будущих лет из известных пластов.

Товарищество использует оценки запасов, предоставленные независимым оценщиком для оценки запасов нефти и газа своих месторождений. Данные объемы запасов используются для расчета коэффициента износа на единицу продукции, поскольку он отражает ожидаемую структуру потребления экономических благ предприятием в будущем.

Обесценение нефинансовых активов

Группа оценивает обесценение актива или группы активов, когда события или изменения обстоятельств показывают, что балансовая стоимость актива не может быть восстановлена. Для осуществления оценки отдельные активы группируются на самом нижнем уровне, на котором существуют определяемые денежные потоки, которые по большому счету независимы от денежных потоков других групп активов. Если существует любой такой признак обесценивания или когда требуется ежегодное испытание на обесценивание группы активов, Группа делает оценку возмещаемой стоимости. Возмещаемая стоимость группы активов - это самая высокая реальная стоимость за минусом затрат реализации и потребительской стоимости. Там где балансовая стоимость группы активов превышает их возмещаемую стоимость, считается, что стоимость группы активов снижена и списывается на возмещаемую стоимость. При оценке потребительской стоимости, рассчитанные будущие потоки наличности корректируются с учетом рисков, присущих данной группе активов и дисконтируются до их текущей стоимости с использованием ставки дисконта до уплаты налогов, которая отражает текущую рыночную оценку стоимости денег с учетом доходов будущих периодов.

В каждую дату составления отчета проводится оценка наличия признаков того, что ранее зафиксированные убытки от обесценения перестали существовать или уменьшились. Если такие признаки существуют, производится расчет возмещаемой стоимости. Ранее установленный убыток от обесценения сторнируется только если были изменения в расчетах, использованных для определения возмещаемой стоимости актива со времени определения последнего убытка от обесценения. В этом случае балансовая стоимость актива увеличивается до возмещаемой стоимости. Такая увеличенная стоимость не может превысить балансовую стоимость, которая была бы вычислена, за минусом износа, если бы не был определен убыток от обесценения актива в предыдущие годы. Такое сторнирование отражается в статье расходов и доходов.

После такого сторнирования, амортизационные отчисления уточняются в будущих периодах для распределения пересмотренной балансовой стоимости актива за вычетом любой остаточной стоимости на систематической основе в течение оставшегося срока службы.

Прочие основные средства

Все остальные основные средства, учитываются по первоначальной стоимости за вычетом износа. Первоначальная стоимость включает затраты, которые напрямую относятся к приобретению или строительству объектов. Последующие затраты включены в балансовую стоимость активов или признаны как отдельный актив, там где это уместно, только тогда, когда существует вероятность того, что будущие экономические выгоды, связанные с активом, поступят Группе и стоимость актива может быть достоверно оценена. Все прочие расходы на ремонт и обслуживание относятся на отчет о доходах и расходах в том году, в котором они возникли.

Износ рассчитывается по прямолинейному методу за расчетные сроки полезной службы, представленные далее:

	<u>Годы</u>
Здания и их реконструкция	7-15
Транспортные средства	8
Машины и оборудование	3-13
Прочие	3-10

Затраты по займам

Группа капитализирует затраты по займам по квалифицируемым активам. Активы, квалифицируемые для капитализации затрат по займам, включают все строящиеся активы, которые не истощаются, не изнашиваются и не амортизируются, при условии, что в это время работы продолжаются. Квалифицируемые активы в основном включают скважины и прочую строящуюся инфраструктуру нефтяного месторождения. Капитализированные затраты по займам рассчитываются посредством применения ставки рыночной капитализации к затратам на квалифицируемые активы. Ставка капитализации является средневзвешенным затрат по займам, применимым к займам Группы, непогашенным в течение периода.

ТМЗ

Товарно-материальные запасы оценены по наименьшему из значений первоначальной стоимости или чистой стоимости реализации. Стоимость нефти определяется по методу средневзвешенных величин, и прочие ТМЗ также оцениваются с использованием метода средневзвешенной стоимости. Чистая стоимость реализации основана на расчетной цене реализации в ходе осуществления обычной деятельности, минус расходы по реализации.

Дебиторская задолженность

Дебиторская задолженность признается и отражается в учете по суммам выставленных счетов к оплате, за вычетом резерва на суммы, не подлежащие возврату. Оценка сумм, не подлежащих возврату, производится тогда, когда более не существует вероятности возврата всей суммы. Данные оценки регулярно пересматриваются, и тогда, когда корректировки становятся необходимыми, они показываются как расходы (кредит) в том периоде, в котором они стали известны. Безнадёжная задолженность списывается в момент выявления.

Заемные средства

Заемные средства изначально признаются по справедливой стоимости за вычетом чистой суммы затрат по сделке. В дальнейшем заемные средства указываются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной ставки вознаграждения. Любая разница между поступлениями (за вычетом затрат по сделке) и суммой погашения признается в финансовом отчетности за период действия займа, с использованием метода эффективной ставки вознаграждения.

Доходы и убытки признаются в отчете о прибылях и убытках тогда, когда прекращено признание обязательств или они обесценились, а также через процесс амортизации по займам, с использованием метода эффективной ставки вознаграждения.

Резервы

Резервы признаются в случае, если у Группы в настоящее время имеются обязательства (юридические или вытекающие из практики) как результат прошлого события. При этом существует вероятность оттока ресурсов, представляющих экономические выгоды, в целях исполнения обязательства и имеется возможность достоверного определения суммы данного обязательства.

Ликвидация скважин и восстановление участка (вывод из эксплуатации)

Резервы на затраты по ликвидации скважин и восстановление участка признаются в полном объеме на основе дисконтирования тогда, когда Группа имеет обязательство по демонтажу, переносу оборудования или механизма и по восстановлению участка, на котором находилось оборудование, а также тогда, когда можно осуществить разумную оценку такого резерва. Сумма обязательства представляет собой текущую стоимость оцененных будущих расходов, которые, как ожидается, потребуются для исполнения обязательства с поправкой на ожидаемую инфляцию и дисконтированную с использованием средних долгосрочных процентных ставок для займов на развивающихся рынках с поправкой на риски, присущие казахстанскому рынку. Увеличение скидки, связанной с данным обязательством, фиксируется в затратах на финансирование. Соответствующая сумма, эквивалентная резерву также признается как часть стоимости соответствующего основного средства. Впоследствии, данный актив амортизируется в рамках капитальных затрат по нефтегазовым активам на основе метода начисления износа по выработке продукции.

Изменения в оценке существующего обязательства по выводу из эксплуатации, которые явились результатом изменений в расчетном сроке или сумме оттока ресурсов, лежащих в основе экономических выгод,

необходимых для погашения обязательства, или изменение в ставке дисконтирования, учитывается таким образом, что:

- (а) изменения в резерве прибавляются или вычитаются из стоимости соответствующего актива в текущем периоде. Сумма, вычтенная из стоимости актива, не должна превышать его балансовую стоимость. Если снижение в резерве превышает балансовую стоимость актива, тогда превышение незамедлительно признается в доходах или расходах; и
- (б) если корректировка приводит к увеличению стоимости актива, Группа рассматривает, является ли это показателем того, что новая балансовая стоимость актива не может быть полностью возмещена. Если это является таким показателем, Группа осуществляет тестирование актива на обесценение посредством оценки его возмещаемой стоимости и учитывает любой убыток по обесценению в соответствии с МСБУ 36.

Финансовые активы

Первоначальное признание и оценка

В объеме МСБУ 39 финансовые активы подразделяются на финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, займы и дебиторская задолженность, инвестиции, удерживаемые до погашения, финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи или производные инструменты, обозначенные как инструменты хеджирования по действующему хеджу в зависимости от ситуации. Группа определяет классификацию своих финансовых активов при первоначальном признании.

Все финансовые активы первоначально признаются по справедливой стоимости, плюс (в случае инвестиций не по справедливой стоимости через прибыль или убыток) затраты, непосредственно относящиеся к сделке.

Покупки или продажи финансовых активов, при которых требуется поставка активов в сроки, установленные рыночными правилами или конвенцией (стандартная процедура сделки), признаются в дату сделки, т.е. дату, в которую Группа берет на себя обязательство купить или продать актив.

Финансовые активы Группы включают денежные средства и краткосрочные депозиты, дебиторскую задолженность, связанную с реализационной деятельностью, и прочую дебиторскую задолженность.

Займы и дебиторская задолженность

Займы и дебиторская задолженность являются производными финансовыми инструментами с фиксированными детерминированными платежами, которые не котируются на активном рынке. После первоначальной оценки такие финансовые активы впоследствии оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной ставки процента (ЭСП), за вычетом обесценения. Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом любой скидки или премии при приобретении и выплат или затрат, которые являются составной частью ЭСП.

Амортизация по методу ЭСП включается в доход от финансовой деятельности в отчете о совокупном доходе. Убытки, возникающие из-за обесценения, признаются в отчете о совокупном доходе в затратах на финансирование.

Прекращение признания финансовых активов

Прекращение признания финансового актива (или, где уместно, части финансового актива или части группы схожих финансовых активов) происходит когда:

- Кончаются права на получение потоков денежных средств; или
- Группа передала свои права на получение потока денежных средств от актива или приняла на себя обязательство полностью выплачивать полученный поток денежных средств третьей стороне без существенной задержки по 'сквозной' договоренности; и, либо (а) Группа передала по существу все риски и вознаграждения от актива, или (б) Группа не передала и не сохранила за собой по существу все риски и вознаграждения от актива, но передала контроль над активом.

Если Группа передала свои права на получение потока денежных средств от актива или заключила 'сквозной' договор, но не передала, а также не сохранила за собой по существу все риски и вознаграждения от актива, а

также не передала контроль над активом, актив признается в той степени, в которой Группа продолжает работать с ним.

В данном случае, Группа также признает сопутствующее обязательство. Передаваемый актив и сопутствующее обязательство оцениваются на основании, которое отражает права и обязательства, которые Группа сохранила за собой.

Продолжающееся участие, которое принимает форму гарантии по переданному активу, оценивается по наименьшей первоначальной балансовой стоимости актива и максимальной сумме вознаграждения, выплата которого может потребоваться от Группы.

Обесценение финансовых активов

Группа оценивает на каждую отчетную дату, есть ли какое-либо объективное доказательство того, что произошло обесценение финансового актива или группы финансовых активов. Финансовый актив или группа финансовых активов считается обесцененной в том и только в том случае, когда существует объективное доказательство обесценения в результате одного или более событий, которые произошли после первоначального признания актива ("случай наступления убытка"), и этот случай наступления убытка имеет влияние на рассчитанные будущие потоки денежной наличности от финансового актива или группы финансовых активов, которые могут быть надежно оценены. Доказательство обесценения может включать указание на то, что должник или группа должников испытывает значительные финансовые трудности, не выполняет платежи или не погашает платежи по процентам или по основному долгу, на вероятность банкротства или финансовой реорганизации и когда наблюдаемые данные показывают, что существует ощутимое уменьшение в рассчитанных будущих потоках денежной наличности, такое как изменения в просроченной задолженности или экономические условия, которые сопутствуют дефолтам.

Финансовые активы, переносимые по амортизированной стоимости

В случае финансовых активов, переносимых по амортизированной стоимости, Группа сначала оценивает существует ли объективное доказательство обесценения отдельно по каждому финансовому активу, который значим по отдельности, или коллективно для финансовых активов, которые не значимы по отдельности. Если Группа определяет, что нет объективного доказательства обесценения индивидуально оцениваемого финансового актива вне зависимости от его значимости, она включает актив в группу финансовых активов со схожими кредитными рисками и коллективно оценивает их на предмет обесценения. Активы, которые по отдельности исследуются на обесценение и по которым убыток от обесценения признается или продолжает признаваться, не включаются в коллективную оценку обесценения.

Если есть объективное доказательство того, что случился убыток от обесценения активов, сумма убытка подсчитывается как разница между балансовой стоимостью актива и текущей стоимостью рассчитанных будущих потоков денежной наличности (за исключением ожидаемых в будущем потерь по займу, которые еще не произошли). Текущая стоимость рассчитанных будущих потоков денежной наличности дисконтируется по первоначальной фактической процентной ставке финансового актива. Если процентная ставка по займу плавающая, ставкой дисконта для расчета какого-либо убытка от обесценения является текущая эффективная процентная ставка.

Балансовая стоимость актива снижается посредством использования счета оценочного резерва, и сумма убытка признается в отчете о прибыли и убытках. Доход в виде процентов продолжает начисляться на сниженную балансовую стоимость с использованием ставки процента, использованного при дисконтировании будущих потоков денежных средств для целей подсчета убытка от обесценения. Доход в виде процентов учитывается как часть дохода от финансовой деятельности в отчете о прибылях и убытках. Займы вместе с сопутствующим резервом списываются тогда, когда нет реальной перспективы возврата его в будущем, и все обеспечение было реализовано или передано Группе. Если в последующем году сумма подсчитанного убытка от обесценения увеличивается или уменьшается из-за события, случившегося после признания обесценения, ранее признанный убыток от обесценения увеличивается или уменьшается посредством корректировки резервного счета. Если будущее списание впоследствии восстанавливается, то восстановленная сумма записывается в счет затрат на финансирование в отчете о прибылях и убытках.

Текущая стоимость рассчитанных будущих потоков денежной наличности дисконтируется по первоначальной фактической процентной ставке финансового актива. Если процентная ставка по займу плавающая, ставкой дисконта для расчета какого-либо убытка от обесценения является текущая эффективная процентная ставка.

Финансовые обязательства

Первоначальное признание и оценка

В объеме МСБУ 39 финансовые обязательства классифицируются на финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, ссуды и займы, или как производные инструменты, обозначенные как инструменты хеджирования по действующему хеджу в зависимости от ситуации. Группа определяет классификацию своих финансовых обязательств при первоначальном признании. Все финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, плюс затраты, непосредственно относящиеся к сделке в случае ссуд и займов.

Финансовые обязательства Группы включают кредиторскую задолженность, связанную с реализационной деятельностью, и прочую кредиторскую задолженность и займы.

Последующая оценка

После первоначального признания займы под проценты впоследствии оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной ставки процента (ЭСП). Прибыли и убытки признаются в отчете о прибылях и убытках тогда, когда происходит прекращение признания обязательств, а также в процессе амортизации с использованием метода эффективной ставки процента.

Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом любой скидки или премии при приобретении и выплате или затрат, которые являются составной частью ЭСП. Амортизация по ЭСП включается в затраты на финансирование в отчет о прибылях и убытках.

Прекращение признания финансовых обязательств

Прекращение признания финансового обязательства происходит при его погашении, отмене или прекращении в связи с истечением срока. Когда существующее финансовое обязательство заменяется на другое от того же кредитора на существенно других условиях, или условия существующего обязательства значительно изменяются, такая замена или модификация считается прекращением признания первоначального обязательства и признанием нового обязательства, а разница в соответствующих балансовых стоимостях признается в отчете о прибылях и убытках.

Взаимозачет финансовых инструментов

Финансовые активы и обязательства взаимно зачитываются, и чистая сумма отражается в отчете о финансовом состоянии только в том случае, если существует действующее в настоящее время юридическое право взаимно зачесть признанные суммы и есть намерение произвести зачет по чистой стоимости или одновременно реализовать активы и погасить обязательства.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость финансовых инструментов, которые торгуются на активных рынках в каждую отчетную дату, определяется исходя из предлагаемых на рынке цен или котировок от дилера (цена покупателя по длинным позициям и цена продавца по коротким позициям), без какого-либо вычета на расходы по сделке.

По финансовым инструментам, не торгуемым на активном рынке, справедливая стоимость определяется с использованием подходящих методик оценки. Такие техники могут включать использование последних рыночных сделок на формальной основе; указания на текущую справедливую стоимость другого инструмента, который по существу является такой же; расчет окупаемости капиталовложений по дисконтированным затратам или другие модели оценки.

Анализ справедливой стоимости финансовых инструментов и дальнейшие подробности по поводу того, как они оцениваются, приводятся в Примечании 23.

Производные финансовые инструменты и хеджирование

Товарищество использует контракт на хеджирование продаж нефти на экспорт для покрытия части его рисков, связанных с колебанием цен на нефть. Такие производные финансовые инструменты первоначально признаются по справедливой стоимости в дату, в которую заключается контракт на производный финансовый инструмент и впоследствии переоцениваются по справедливой стоимости. Производные финансовые

инструменты переносятся как активы, когда их справедливая стоимость положительна и как обязательства, когда их справедливая стоимость отрицательна.

Любые прибыли или убытки, возникающие от изменений в справедливой стоимости производных финансовых инструментов в течение года, которые не подлежат учету хеджирования, принимаются напрямую как прибыль или убыток.

Справедливая стоимость контрактов на финансовые инструменты определяется исходя из рыночных цен на схожие инструменты.

Налогообложение

Отсроченные налоговые активы и обязательства рассчитываются в отношении временной разницы с использованием балансового метода. Отсроченный налог на прибыль учитывается по всем временным разницам на отчетную дату между налогооблагаемой базой активов и обязательств и их балансовой стоимостью, отраженной в финансовой отчетности, за исключением случаев, когда отсроченный налог на прибыль возникает из первоначального признания гудвил или актива/обязательства в сделке, которая не является объединением бизнеса и, на момент сделки не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на облагаемую налогом прибыль/убыток.

Балансовая стоимость отсроченных активов учитывается только в той степени, в которой есть вероятность того, что будет получена облагаемая налогом прибыль, против которой может использоваться вычитаемая временная разница. Отсроченные активы и обязательства по налогу на прибыль рассчитываются по налоговым ставкам, которые, как ожидается, будут применимы к периоду, когда получен актив или оплачено обязательство, основываясь на налоговых ставках, которые действовали или фактически узаконены на дату соответствующего бухгалтерского баланса.

Отсроченный налог на прибыль предусмотрен по временным разницам, возникающим из инвестиций в дочерние предприятия и ассоциированные компании, за исключением случаев, когда срок сторнирования временной разницы может контролироваться, и есть вероятность, что временная разница не будет сторнирована в обозримом будущем.

Признание дохода

Товарищество продает сырую нефть по краткосрочным соглашениям, цены по которым устанавливаются согласно публикациям в Platt's с поправками на разницу в оплате за провоз, страховке и качестве.

Доходы от реализации сырой нефти признаются тогда, когда произошла поставка товара и тогда, когда риски и право собственности были переданы покупателю.

Доходы признаются тогда, когда существует вероятность того, что Товарищество будет получать экономические выгоды, связанные с операцией и сумма дохода может быть достоверно определена.

4. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Движение основных средств за период по 31 декабря 2008 г. и 2009 г.:

В тыс. долл. США	Нефтегазовые активы			Не нефтегазовые активы				Итого по не нефтегазовым активам	Итого
	Оборотные активы	Незав. Стр-во	Итого по нефтегазовым активам	Здания	Машины и оборудование	Транспорт	Прочие		
Баланс на 31 декабря 2007 г., за вычетом накопленного износа..	98 691	184 124	282 815	2 387	2 209	1 015	1 107	6 718	289 533
Поступления	3 290	228 734	232 024	376	849	734	797	2 756	234 780
Переводы.....	73 546	(72 645)	901	264	(1 044)	—	(121)	(901)	—
Переводы в ТМЗ.....	—	(37)	(37)	—	—	—	—	—	(37)
Списания	—	(442)	(442)	—	(14)	—	(3)	(17)	(459)
Начисление износа	(7 132)	—	(7 132)	(311)	(362)	(203)	(261)	(1 137)	(8 269)
Износ на списание	—	—	—	—	14	—	2	16	16
Курсовая разница	(670)	(1 373)	(2 043)	(9)	(7)	(7)	(7)	(30)	(2 073)
Баланс на 31 декабря 2008 г., за вычетом накопленного износа..	167 725	338 361	506 086	2 707	1 645	1 539	1 514	7 405	513 491
Поступления	1 286	272 320	273 606	210	834	345	627	2 016	275 622
Переводы.....	212 529	(214 159)	(1 630)	90	1 566	—	(26)	1 630	—
Списания	(485)	(212)	(697)	—	(402)	(70)	(398)	(870)	(1 567)
Начисление износа	(15 376)	—	(15 376)	(393)	(209)	(295)	(320)	(1 217)	(16 593)

Баланс на 31 декабря 2009 г., за вычетом накопленного износа.....	365 679	396 310	761 989	2 614	3 434	1 519	1 397	8 964	770 953
По фактической стоимости на 31 декабря 2008 г.....	222 275	338 361	560 636	3 538	2 754	2 232	2 178	10 702	571 338
Накопленный износ.....	(54 550)	—	(54 550)	(831)	(1 109)	(693)	(664)	(3 297)	(57 847)
Баланс на 31 декабря 2008 г., за вычетом накопленного износа..	167 725	338 361	506 086	2 707	1 645	1 539	1 514	7 405	513 491
По фактической стоимости на 31 декабря 2009 г.....	435 605	396 310	831 915	3 839	4 753	2 501	2 343	13 436	845 351
Накопленный износ.....	(69 926)	—	(69 926)	(1 225)	(1 319)	(982)	(946)	(4 472)	(74 398)
Баланс на 31 декабря 2009 г., за вычетом накопленного износа.....	365 679	396 310	761 989	2 614	3 434	1 519	1 397	8 964	770 953

Категория «Нефтегазовые активы» в основном включает скважины, установки подготовки нефти, средства транспортировки нефти и иные соответствующие активы.

Темпы истощения рабочих нефтегазовых активов составили 5,41% и 6,18% в 2009 и 2008 гг. соответственно. Неамортизированная часть доказанных нефтегазовых активов включает всю капитализированную стоимость за вычетом накопленной амортизации.

Товарищество привлекло независимых инженеров – нефтяников для проведения оценки запасов на 1 июля 2009 г. Износ был рассчитан с использованием метода начисления износа по выработке продукции на основании этих оценок запасов.

Отчисления по износу в размере 16 593 тыс. долл. США были отнесены на расходы по износу и амортизации за 2009 г. плюс 22 тыс. долл. США, которые представляют собой амортизацию по стоимости нефти в запасе (2008: 8269 тыс. долл. США и вычет 224 тыс. долл. США, соответственно).

Расходы по займам Товарищества, включая постепенное погашение долга по кредитной линии и прочие расходы, связанные с займами, составили 32 865 тыс. долл. США и 31 558 тыс. долл. США за периоды по 31 декабря 2009 г. и 2008 г. За те же периоды, Товарищество капитализировало расходы по займам в сумме 26 440 тыс. долл. США и 19 640 тыс. долл. США, по ставкам капитализации 7,7% 9,75% соответственно.

5. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

На 31 декабря 2009 г. и 2008 г. торговая дебиторская задолженность была выражена в долларах США и представляла собой задолженность со сроком менее 30 дней и не была ухуждена.

6. ПРЕДОПЛАТА И ПРОЧИЕ ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ

На 31 декабря предоплата и прочие оборотные средства составляли:

В тыс. долл. США	2009	2008
НДС к получению	20 429	20 606
Выплаченные авансы	1 199	2 104
Средства к получению по контракту на хеджирование.....	—	2 613
Предоплата компании Probel Capital Management B.V.....	—	1 620
Прочее	1 035	1 138
	22 663	28 081

Выплаченные авансы состоят в основном из предоплаты поставщикам услуг.

7. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

В тыс. долл. США	2009	2008
Текущие счета в долларах США.....	134 988	7 345
Текущие счета в тенге.....	1 069	4 222
Кассовые счета в других валютах.....	1 318	320
	137 375	11 887

По текущим счетам проценты в 2009 г. не начислялись.

В дополнение к этому у Товарищества есть денежные средства, ограниченные к использованию, представляющие залоги Товарищества по Кредитному договору с BNP Paribas (Прим. 9) 19 078 тыс. долл. США и дополнительный депозит по ликвидационному фонду 2280 тыс. долл. США в Сбербанке в Казахстане.

8. УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ

Уставный капитал Zhaikmunai L.P. состоит из (а) Простых долей, которые представляют собой долю участия в отношении всех интересов партнера с ограниченной ответственностью в Zhaikmunai L.P. и (б) доли Генерального партнера. На каждом общем собрании каждый держатель Простых долей будет иметь один голос для каждой Простой доли, держателем которой он или она является. Согласно Соглашению о партнерстве, распределения партнерам с ограниченной ответственностью будут производиться либо как определяется Генеральным партнером по его единоличному усмотрению, либо согласно решению большинства партнеров с ограниченной ответственностью, при условии, что такая сумма не превосходит сумму, рекомендованную Генеральным партнером. Любые распределения для партнеров с ограниченной ответственностью Zhaikmunai L.P. будут производиться пропорционально согласно их соответствующей доли участия в Zhaikmunai L.P., и будут выплачиваться только зарегистрированным держателям Простых долей. В периоды, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 гг., не было заявлено никаких распределений.

Как обсуждалось в Примечании 1, 15 сентября 2009 г. Zhaikmunai L.P. успешно привлекла дополнительно 300 млн. долл. США через продажу 75 000 000 новых простых долей в форме ГДР по 4 долл. США за ГДР. 30 000 000 данных ГДР были размещены в Claremont Holdings Limited. По завершению размещения, структура капитала Товарищества выглядела следующим образом: Claremont Holdings Limited (67,57%) и другие держатели ГДР (32,43%). Поступления от размещения дополняют существующую кредитную линию Товарищества и покроют частично программу капитальных затрат по Чинаревскому месторождению, в частности, по завершению Установки Подготовки Газа. Стоимость выпуска равнялась 25 130 тыс. долл. США.

Движение ГДР в периоды, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 гг.:

	2009	2008
Остаток на 1 января.....	40 000 000	—
Выпущено в течение года.....		40 000
	75 000 000	000
Остаток на 31 декабря	115 000	40 000
	000	000

9. ЗАЙМЫ

Кредитное соглашение с BNP Paribas

12 декабря 2007 г. Товарищество заключило кредитный договор с преимущественным правом требования на сумму 550 млн. долл. США между BNP Paribas (Suisse) S.A. (“Кредитный договор BNP Paribas”), в качестве кредитного агента, Товариществом в качестве заемщика и Zhaikmunai L.P. в качестве поручителя. Первоначально Кредитный договор с BNP Paribas состоял из трех траншей в размере 200 млн. долл. США, 200 млн. долл. США и 150 млн. долл. США. В результате более низкой прибыли до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации 31 декабря 2008 г. Товарищество нарушило договоренности, связанные с отношениями его прибыли до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации, к выплате расходов на проценты и сумме общей задолженности. В результате данного нарушения, заем был классифицирован как текущее обязательство на 31 декабря 2008 г. По состоянию на 31 декабря 2008 г. Товарищество использовало 381 677 тыс. долл. США по кредитному договору.

27 августа 2009 г. было заключено соглашение о внесении поправок с кредиторами, предусматривающее отказ от существующих неплатежей по обязательствам, которое подчинялось, среди прочих, условию завершения размещения собственного капитала в размере 300 млн. долл. США (Примечание 8), и с учетом того, что, в частности, кредиторы согласятся уменьшить синдицированный заем до 382 млн. долл. США и увеличат ставку процента (сверх LIBOR и обязательных расходов) до 7% от LIBOR плюс 3%, 4% и 5% по первому, второму и третьему траншам соответственно. Изменение считалось незначительной поправкой к существующему Кредитному договору, и к первоначальной комиссии за организацию кредита была добавлена соответствующая комиссия за организацию кредита в размере 14 480 млн. долл. США за внесение изменений в первоначальный Кредитный договор.

Общая сумма остатка невыплаченной основной суммы долга по кредиту на 31 декабря 2009 г. составляет 381 677 тыс. долл. США, которая снижается на сумму комиссии за организацию кредита 25 329 тыс. долл. США (2008 г.: 381 677 тыс. долл. США и 16 238 тыс. долл. США, соответственно). Невыплаченный остаток подлежит возврату начиная с 30 сентября 2011 г. полугодовыми порциями, а окончательный платеж должен быть произведен 31 декабря 2014 г. Он подлежит дальнейшей корректировке с тем, чтобы отразить любые изменения в сумме базы кредитования. Кроме того, кредит в BNP Paribas подлежит обязательному досрочному погашению в объеме средств любых существенных выбытий и автоматического резервирования денежных средств в размере 50% от выручки или нового выпуска капитала Zhaikmunai L.P. и остатка в 50% (превышающего 25 млн. долл. США в целом) на счету Товарищества, держателем которого является член синдиката (Счет к получению), и (на 31 декабря 2010 г. и после этой даты) на счету Товарищества, держателем которого является член синдиката, которому были выплачены доходы от выпуска капитала (Примечание 1). Товарищество также имеет право на добровольное досрочное погашение непогашенных сумм. Товарищество должно предоставлять стандартные гарантии и заверения с повторяющейся периодичностью и поддерживать определенные финансовые обязательства в отношении прибыльности. Далее, все доходы от продажи на экспорт выплачиваются на Счет к получению, и снятие с такого счета может происходить только в соответствии с согласованным банковским расчетом.

В соответствии с Кредитным договором BNP Paribas, Товарищество поддерживает программу хеджирования, согласно которой оно хеджирует фиксированные объемы сырой нефти марки Brent по цене 60 долл. США за баррель до 31 декабря 2010 г. (Примечание 19). От Товарищества дополнительно требуется вести и финансировать резервный счет обслуживания долга с остатком, равным минимум 5% от непогашенной суммы по кредиту в BNP Paribas. С завершением УПГ, 100% продукции газа и не менее 50% запланированной продукции СУГ также должны покрываться контрактами на закупку. Обязательства Товарищества по кредиту в BNP Paribas обеспечены различными формами залога, включая (i) залог 100% долевого участия Zhaikmunai L.P. в Товариществе; (ii) залог его банковских счетов; (iii) переуступка прав по контрактам на закупку; (iv) переуступка всех гарантий или гарантий выполнения обязательств, выданных Zhaikmunai L.P. в связи с контрактом с КСС на газовую установку; (v) переуступка страховых пособий Товарищества, связанных с существующими и будущими страховыми полисами; (vi) залог всего имущества, основных средств и (vii) залог всех долей участия Zhaikmunai L.P. в выпущенном капитале Frans Van Der Schoot B.V., Claydon и Jubilata.

Общая сумма счета обслуживания резервного долга Товарищества, ограниченного к использованию по условиям кредита BNP Paribas, составила 19 078 тыс. долл. США на 31 декабря 2009 г.

10. ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ЛИКВИДАЦИИ И ВОССТАНОВЛЕНИЮ УЧАСТКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Изменения в обязательствах по ликвидации и восстановлению участков в течение лет, закончившихся 31 декабря, представлены следующим образом:

В тыс. долл. США	2009	2008
Обязательства по ликвидации и восстановлению участков на 1 января.....	3 411	1 299
Увеличение скидки	314	271
Дополнительный резерв	152	271
Изменение в расчетах	(504)	1,570
	<u>3 373</u>	<u>3 411</u>

Долгосрочные ставки инфляции и дисконта, использованные для определения обязательств по ликвидации и восстановлению участков месторождения на 31 декабря 2009 г., составили 5,0% и 10,88% соответственно (2008: 5,0% и 9,4%). Уменьшение ставки дисконта, использованной для оценки обязательства, считалось изменением в оценках.

11. ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПЕРЕД ПРАВИТЕЛЬСТВОМ

Задолженность перед Правительством Республики Казахстан была учтена в финансовой отчетности для отражения текущего размера обязательства в отношении расходов, понесенных Правительством в течение периода до подписания Контракта, которые были связаны с разведкой контрактной территории и строительством наземных объектов на открытых на ней месторождениях, и которые должны быть возмещены Товариществом Правительству в течение периода добычи. Общая сумма обязательства по задолженности перед Правительством, как оговорено в Контракте, составляет 25 000 тыс. долл. США.

Выплата данного обязательства началась в 2008 г. с первого платежа 1 030 тыс. долл. США в марте 2008 г. и с дальнейшими платежами равными квартальными долями 258 тыс. долл. США до 26 мая 2031 г. Обязательство дисконтировано по ставке 13%.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

За период по 31 декабря 2009 г.

11. ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПЕРЕД ПРАВИТЕЛЬСТВОМ

Остаток на 31 декабря и изменение сумм подлежащих Правительству следующие:

В тыс. долл. США	2009	2008
Задолженность перед Правительством на 1 января	7 361	8 379
Увеличение скидки	1 062	992
Выплачено в течение года	(1 032)	(2 062)
Курсовая разница	—	52
	7 391	7 361
За вычетом: текущей части задолженности перед Правительством	(1 028)	(1 031)
Задолженность перед Правительством	6 363	6 330

12. КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

В тыс. долл. США	2009	2008
Кредиторская задолженность в тенге	52 930	41 679
Кредиторская задолженность в долларах США	8 556	18 617
Кредиторская задолженность в других валютах	4 895	657
	66 381	60 953

13. ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

В тыс. долл. США	2009	2008
Начисление на обучение	4 602	3 049
Начисленные налоги кроме КППН	1 420	1 950
К выплате работникам	1 005	491
Прочие	827	1 127
	7 854	6 617

14. СТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ

В тыс. долл. США	2009	2008
Износ и амортизация	16 198	7 883
Ремонт, техобслуживание и прочие услуги	7 338	5 149
Роялти	5 740	5 705
Зарплата и соответствующие налоги	5 516	4 661
Материалы и запасы	2 262	3 855
Услуги менеджмента	2 064	1 771
Прочие транспортные услуги	1 367	1 681
Доля Правительства	1 112	1 125
Налоги на загрязнение окружающей среды	1 083	2 752
Затраты на КРС	148	6 355
Аренда и эксплуатация установок сепарации нефти	121	2 926
Прочее	1 086	747
	44 035	44 610

15. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

В тыс. долл. США	2009	2008
Услуги менеджмента	8 561	5 385
План опциона для сотрудников (Примечание 20)	6 509	516
Профессиональные услуги	4 311	4 612
Заработная плата и соответствующие налоги	3 210	2 956

Обучение	2 774	2 501
Командировки.....	818	352
Эмиссионный сбор	543	724
Комиссии банка	503	588
Износ и амортизация.....	417	162
Связь	403	395
Социальная программа	300	300
Платежи по аренде	291	268
Спонсорская помощь	238	346
Материалы и запасы.....	112	163
Прочие налоги	90	418
Прочие	646	613
	29 726	20 299

16. РАСХОДЫ НА РЕАЛИЗАЦИЮ И ТРАНСПОРТИРОВКУ НЕФТИ

В тыс. долл. США	2009	2008
Налог на экспорт нефти	—	15 086
Услуги менеджмента	1 857	—
Затраты на перевозку нефти на ж/д терминал	1 265	4 985
Заработная плата	1 029	—
Затраты на налив и хранение нефти	87	2 835
Прочие	1 454	1 306
	5 692	24 212

В 2008 г. Казахстан ввел налог на экспорт нефти для основных нефтедобывающих компаний в Республике Казахстан. В 2009 г. налог на экспорт сырой нефти был уменьшен до 0%.

В течение 2009 г. Группа завершила строительство и начала эксплуатацию нефтепровода и нефтеналивного терминала, что привело к уменьшению расходов, связанных с перевозкой нефти.

17. ЗАТРАТЫ НА ФИНАНСИРОВАНИЕ

В тыс. долл. США	2009	2008
Расходы на выплату процентов.....	6 035	11 481
Увеличение скидки на сумму задолженности перед Правительством.....	1 062	992
Плата за анализ заявки на кредит	335	—
Увеличение скидки по обязательствам по ликвидации и восстановлению площадок	314	261
Комиссия за обязательство по договору синдицированного займа.....	55	437
	7 801	13 171

18. РАСХОДЫ ПО НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ

Резерв по налогу на прибыль состоит из следующего:

В тыс. долл. США	2009	2008
Расходы по налогу на прибыль включают:		
— текущие расходы по налогу на прибыль	7 889	4 193
— расходы по отсроченному налогу на прибыль	19 719	30 995
Итого расходы по налогу на прибыль	27 608	35 188

Прибыль Группы оценивается только для налогов на прибыль в Республике Казахстан. Ниже приведена сверка расходов по налогу на прибыль, применимому к прибыли до налога на прибыль по нормативной ставке налога на прибыль в Казахстане, применимому к лицензии, в размере 30% с текущими расходами по налогу на прибыль, как указано в консолидированной финансовой отчетности Группы по состоянию на 31 декабря:

В тыс. долл. США	2009	2008
Прибыль до налога на прибыль	8 840	98 666
Нормативная ставка налога на прибыль	30%	30%
Ожидаемый резерв для уплаты налога.....	2 654	29 600

Процентные расходы по займам, не относимые на вычеты	5 893	4 686
Корректировки текущего налога на прибыль за прошлый год	—	(1 116)
План опциона акций для сотрудников	1 953	—
Убыток от курсовой разницы	610	460
Разница, возникающая по обязательству по ликвидации скважин и восстановлению участка и задолженности перед Правительством	282	263
Изменение налоговой базы	20 266	—
Эффект от прибыли, облагаемой по другой ставке	(4 443)	—
Прочие невычитаемые расходы	393	1 295
Расходы по налогу на прибыль, приведенные в прилагаемой консолидированной финансовой отчетности	27 608	35 188

Сальдо по отсроченному налогу, рассчитанному путем применения официально установленной в Казахстане ставки налога, действующей на соответствующие отчетные даты, к временным разницам между налогом и суммами, указанными в консолидированной финансовой отчетности. По состоянию на 31 декабря оно составляет:

В тыс. долл. США	2009	2008
Отсроченный налоговый актив:		
Кредиторская задолженность и резервы	1 567	1 413
	1 567	1 413
Отсроченное налоговое обязательство:		
Товарно-материальные запасы сырой нефти	(448)	(551)
Контракт на хеджирование по справедливой стоимости	—	(18 877)
Основные средства	(77 778)	(38 925)
Обязательство по отсроченному налогу, чистая сумма	(76 659)	(56 940)

На 31 декабря изменения в обязательствах по отсроченному налогу представлены следующим образом:

В тыс. долл. США	2009	2008
Сальдо на 1 января, ...	(56 940)	(26 191)
Отнесение к отчету о прибылях и убытках текущего года	(19 719)	(30 995)
Сальдо на 31 декабря, ...	(76 659)	(56 940)

19. ПРОИЗВОДНЫЙ ФИНАНСОВЫЙ ИНСТРУМЕНТ

В соответствии с условиями кредитной линии BNP Paribas (Примечание 9), в 2008 г. Товарищество заключило договор хеджирования по нулевой стоимости с покрытием продаж нефти на экспорт с начала марта 2008 г. по декабрь 2013 г., который был продан до истечения срока действия 31 марта 2009 г.

31 марта 2009 г. Товарищество заключило новый договор хеджирования по стоимости 7 700 тыс. долл. США, покрывающий продажи нефти на экспорт 967 058 барр. и 596 766 барр. в 2009 и 2010 гг., соответственно. Минимальная цена сырой нефти Brent по данному договору хеджирования была зафиксирована на уровне 50 долл. США/барр.

Прибыль и убыток по договору хеджирования, которые не подлежат учету в хеджировании, напрямую заносятся в прибыли и убытки.

В тыс. долл. США	2009	2008
Справедливая стоимость договора хеджирования на 31 декабря	62 923	—
Выручка от продажи договора хеджирования	(48 200)	—
Реализованная прибыль от хеджирования	(5 416)	(1 596)
Убыток/(прибыль) от хеджирования	7 602	(63 184)
Убыток/(прибыль) от договора хеджирования	16 909	(64 780)
Покупка договора хеджирования	7 700	—
Нереализованный (убыток)/прибыль от хеджирования	(7 602)	63 184
Курсовая разница	—	(261)
Контракт на хеджирование по справедливой стоимости	98	62 923

20. ПЛАН ОПЦИОНА АКЦИЙ ДЛЯ СОТРУДНИКОВ

Сотрудники (включая высших руководителей и директоров) компаний-участников Группы получают вознаграждение в форме сделок с оплатой, основанной на акциях, при которых сотрудники оказывают услуги в качестве встречного предоставления за права на прирост стоимости акций, при этом расчет может производиться только в наличной форме ('сделки с наличным расчетом').

Затраты на компенсацию сотрудникам по сделкам с наличным расчетом на основе акций учитываются первоначально по справедливой стоимости на дату осуществления с использованием биномиального распределения. Данная справедливая стоимость списывается в расход в течение периода до вручения с признанием соответствующего обязательства. Данное обязательство переучитывается в каждую отчетную дату вплоть до даты расчета (включая такую дату) с изменениями в справедливой стоимости, признаваемыми в отчете о совокупном доходе.

План выплат, основанных на акциях, описан ниже. В течение 2009 г. не было каких-либо отмен или модификаций в отношении каких-либо планов.

В течение 2008 и 2009 гг., 2 732 958 прав на прирост стоимости акций (ППСА) были переданы старшим сотрудникам и директорам компаний-участников Группы с возможностью расчета исключительно в наличной форме. В общем случае, они наделяют правами на период в течение пяти лет с даты предоставления, таким образом, что одна пятая часть предоставленных ППСА вступает в действие в каждую из пяти годовщин с даты предоставления. Срок действия данных ППСА по контракту составляет десять лет. Справедливая стоимость ППСА учитывается в дату предоставления с использованием модели определения цены биномиального опциона, с учетом сроков и условий, по которым были предоставлены инструменты. ППСА осуществимы в любое время после предоставления (но не ранее 1 июля 2011 г.) до конца срока действия контракта и дают его держателю право на разницу между рыночной стоимостью ГДР Группы на дату осуществления и указанной базовой стоимостью. Полученные услуги и обязательство оплаты за эти услуги признаются в течение ожидаемого периода вручения. До тех пор, пока обязательство не исполнено, оно переучитывается в каждую отчетную дату с изменениями в справедливой стоимости, признаваемыми в прибылях и убытках как часть расходов на вознаграждение работникам, возникающим из сделок с оплатой, основанной на акциях. 30 декабря 2009 г. Совет директоров генерального партнера Zhaikmunai L.P. утвердил корректировку в количестве ППСА и их базовой стоимости до 4 долл. США в результате размещения ГДР в сентябре 2009 г.

Балансовая стоимость обязательства в отношении 2 732 958 ППСА на 31 декабря 2009 г. составляла 7 025 тыс. долл. США (2008 г.: 516 тыс. долл. США). В течение периода по 31 декабря 2009 г. 1 081 006 было получено, из которых 690 748 было полностью удовлетворено (в 2008 г.: получено — 380 822, полностью удовлетворено — ноль).

Следующая таблица иллюстрирует количество (No.), цены исполнения (ЦИ) и движение каких-либо опционов на акции в течение года:

	31 декабря 2009 г.		31 декабря 2008 г.	
	No.	ЦИ, долл. США	No.	ЦИ, долл. США
Не исполнено на начало периода.....	2 500 000	10	—	—
Предоставлено	232 958	4	2 500 000	10
Исполнено	—	—	—	—
Не исполнено на конец периода	2 732 958	4	2 500 000	10
Может быть исполнено на конец периода	—	—	—	—

В следующей таблице перечислены входящие данные для моделей, использованные в плане на год, закончившийся 31 декабря 2009 г.:

В тыс. долл. США	2009	2008
Коэффициент дивиденда на акцию (%).....	0	0
Ожидаемая волатильность (%).....	86	87
Безрисковая ставка процента (%)	3,2	3,2
Ожидаемый срок (лет)	3,5	7,2
Оборот опциона (%).....	10	10
Фактор цены	2	2

Ожидаемый срок действия опционов основан на исторических данных и не обязательно указывает на варианты исполнения, которые могут применяться. Ожидаемая волатильность отражает предположение, что историческая волатильность указывает на тренды в будущем, что также может и не случиться в реальности.

21. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Для целей данной консолидированной финансовой отчетности сделки со связанными сторонами включают, в основном, сделки между Группой и участниками и/или их дочерними предприятиями или ассоциированными организациями.

Дебиторская задолженность связанных сторон на 31 декабря представлена следующим образом:

Дебиторская задолженность и авансы

Probel Capital Management N.V.	—	1 620
Итого.....	—	1 620

Кредиторская задолженность связанным сторонам на 31 декабря представлена следующим образом:

В тыс. долл. США	2009	2008
Кредиторская задолженность		
Amersham Oil LL.P.	498	108
Prolag BVBA	129	—
Probel Capital Management N.V.	394	163
Итого.....	1 021	271

В течение периодов, закончившихся 31 декабря 2009 и 2008 гг., Группа имела различные сделки со связанными сторонами:

В тыс. долл. США	2009	2008
Услуги менеджмента и консультационные услуги		
Amersham Oil LL.P.	1 746	1 245
Prolag BVBA	2 184	—
Probel Capital Management N.V.	9 215	5 987
Итого	13 145	7 232

Услуги менеджмента оплачиваются в соответствии с Соглашением о техническом содействии, подписанным между Товариществом, Amersham Oil LL.P. и Probel Capital Management NV и включают геологические, геофизические, буровые, научные, технические и другие консультационные услуги.

Ежегодное вознаграждение четырем ключевым руководящим работникам составило 200 тыс. долл. США за 2009 год (в 2008 году: четырем работникам, 238 тысяч долларов США). Прочие ключевые руководители были наняты и оплачены компаниями Amersham Oil LL.P. и Probel Capital Management, и их вознаграждение составляет часть оплат за услуги менеджмента и консультационные услуги, упомянутые выше.

Все связанные стороны являются компаниями, которые косвенно контролирует Фрэнк Монстрей.

22. НЕПРЕДВИДЕННЫЕ ОБСТОЯТЕЛЬСТВА, ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ

Условия ведения деятельности

Республика Казахстан продолжает осуществлять экономические реформы и разработку своей законодательной, налоговой и нормативной базы, как того требуют условия рыночной экономики. Будущая стабильность казахстанской экономики в большой степени зависит от этих реформ и разработок и эффективности экономических, финансовых и монетарных мер, предпринятых правительством.

Казахстанская экономика чувствительна к спаду деловой активности и снижению темпов экономического развития в мире. Продолжающийся мировой финансовый кризис вызвал нестабильность рынка капитала и цен на сырьевые товары, существенное ухудшение ликвидности в банковском секторе и более жесткие условия предоставления кредита в Казахстане. В связи с этим казахстанское правительство ввело ряд

стабилизационных мер, направленных на поддержание ликвидности и обеспечение рефинансирования задолженности для казахстанских банков и компаний.

Хотя руководство уверено в том, что оно предпринимает соответствующие меры для поддержки устойчивости деятельности Группы в существующих условиях, непредвиденное дальнейшее ухудшение в описанных выше сферах, может оказать отрицательное влияние на финансовые результаты и финансовое положение Группы способом, который в настоящее время не поддается определению.

Судебные процессы и иски

В ходе осуществления обычной деятельности Группа является объектом различных судебных процессов и исков. Руководство считает, что конечное обязательство, если такое будет иметь место, связанное с такими процессами или исками, не окажет значительного отрицательного влияния ни на консолидированное финансовое положение, ни на консолидированные результаты работы Группы в будущем.

Группа оценивает степень вероятности возникновения существенных обязательств с учетом конкретных обстоятельств и отражает соответствующий резерв в своей консолидированной финансовой отчетности только в тех случаях, когда существует вероятность того, что события, ведущие к возникновению обязательства, фактически будут иметь место, а сумма соответствующего обязательства может быть обоснованно определена. В данной консолидированной финансовой отчетности не было отражено никаких резервов ни по одному из вышеупомянутых потенциальных обязательств.

Налогообложение

Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов, весьма сурова. Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Республики Казахстан, умноженной на 2,5. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы любых начисляемых налогов. Финансовые периоды остаются открытыми для проверки налоговыми органами в течение пяти календарных лет, предшествующих году, в котором проводится проверка. При определенных обстоятельствах проверки могут охватывать более длительные периоды. Ввиду неопределенности, присущей казахстанской системе налогообложения, окончательная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящее время и начисленную на 31 декабря 2009 года. Руководство считает, что на 31 декабря 2009 года его толкование применимого законодательства является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по налогам будет подтверждена.

Ликвидация скважин и восстановление участка (вывод из эксплуатации)

Так как казахстанские законы касательно восстановления участков и ликвидации скважин постоянно развиваются, Группа в будущем может понести затраты, размер которых невозможно определить в настоящее время. В отношении таких затрат, когда они будут известны, будут созданы резервы, по мере получения новой информации, развития законодательства и оценок.

Вопросы охраны окружающей среды

Группа также может понести потенциальные убытки в результате претензий со стороны региональных природоохранных органов, которые могут возникнуть в отношении прошлых периодов освоения месторождений, разрабатываемых Группой в настоящее время. По мере развития казахстанского законодательства и нормативных актов, регулирующих платежи за загрязнение окружающей среды и восстановительные работы, Группа в будущем может понести затраты, размер которых невозможно определить в настоящее время, ввиду влияния таких факторов, как неясность в отношении определения сторон, несущих ответственность за такие затраты, и оценка Правительством Республики Казахстан возможностей вовлеченных сторон по оплате затрат на восстановление окружающей среды. Однако существует возможность того, что в случае неблагоприятного исхода потенциальные претензии или штрафы со стороны казахстанских контрольных органов могут оказать существенное влияние на будущие результаты деятельности Группы или на движение денежных средств в какой-либо из отчетных периодов.

Инвестиционные обязательства

На 31 декабря 2009 г. у Группы имелись инвестиционные обязательства в сумме 50 949 тыс. долл. США (2008 г.: 247 237 тыс. долл. США) в основном в отношении работ по разработке нефтяного месторождения Товарищества и строительству установки утилизации газа.

Операционная аренда

Товарищество заключило договор аренды с возможностью отмены на основной административный офис в Уральске в октябре 2007 года на срок в 20 лет за 15 тысяч долларов США в месяц.

Обязательство социального характера и обязательства по обучению

В соответствии с требованиями Контракта с Правительством, Товарищество обязано израсходовать: (i) 300 тысяч долларов США в год на финансирование социальной инфраструктуры и (ii) один процент от капитальных затрат, понесенных в течение года, на обучение граждан Казахстана, данные расходы несутся на ежегодной основе до окончания действия Контракта.

23. ЗАДАЧИ И ПОЛИТИКИ ПО УПРАВЛЕНИЮ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые обязательства Группы включают займы в банках, задолженность перед правительством Казахстана, кредиторская задолженность и прочие текущие обязательства. Основным назначением данных финансовых обязательств является финансирование разработки Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения и работ на нем. Финансовые активы Группы состоят из торговой и прочей дебиторской задолженности, денежной наличности и ее эквивалентов.

Основные риски, возникающие из финансовых инструментов Группы, это риск, связанный со ставкой вознаграждения, риск, связанный с обменом иностранной валюты, риск ликвидности, риск, связанный с ценами на сырьевые товары и риск неплатежа по кредиту. Руководство Группы рассматривает и согласовывает политики управления каждым из этих рисков, которые вкратце изложены ниже.

Риск, связанный со ставкой вознаграждения

Подверженность Группы риску изменения ставок вознаграждения на рынке относится в основном к долгосрочным долговым обязательствам Группы с плавающей ставкой процента.

Группа подвержена риску изменения ставок вознаграждения в 2009 и 2008 гг., поскольку проценты по ее займам были плавающими в течение всего срока таких займов.

Следующая таблица демонстрирует чувствительность к достаточно возможному изменению процентных ставок, со всеми прочими факторами, удерживаемыми на фиксированном уровне, прибыли Группы до вычета налога из-за влияния займов с плавающей ставкой.

Увеличение/уменьшение процентной ставки	Влияние на прибыль до вычета налога за период по 31 декабря 2009 г.	Влияние на прибыль до вычета налога за период по 31 декабря 2008 г.
В тыс. долл. США		
+1,5%.....	(5 725)	(4 921)
-1,5%.....	5 725	4 921

Риск, связанный с обменом иностранной валюты

Поскольку значительная часть работ Группы выражена в казахстанских тенге, движения обменного курса долл. США / Тенге могут оказать значительное влияние на консолидированный отчет о финансовом положении Группы. Группа снижает влияние валютного риска посредством займов в долл. США и выражением доходов от реализации в долл. США.

Следующая таблица демонстрирует чувствительность к достаточно возможному изменению обменного курса долл. США, со всеми прочими факторами, удерживаемыми на фиксированном уровне, прибыли Группы до вычета налога (в связи с изменениями в справедливой стоимости денежных активов и обязательств).

	Изменение в обменном курсе тенге/долл. США	Влияние на прибыль до вычета налога
2009 г.		
Тыс. долл. США.....	+19,5%	(574)
Тыс. долл. США.....	-19,5%	574
2008 г.		
Тыс. долл. США	+25%	(65 715)
Тыс. долл. США	+40%	(105 144)

Риск ликвидности

Риск ликвидности - это риск того, что Группа может испытать трудности при привлечении средств, необходимых для удовлетворения всех требований по ее финансовым обязательствам. Риск ликвидности может возникнуть в результате неспособности быстро реализовать финансовый актив по стоимости, близкой к его справедливой стоимости.

Требования по достаточному уровню ликвидности отслеживаются на регулярной основе, и руководство обеспечивает наличие достаточных средств для удовлетворения всех требований по мере их возникновения.

Нижеприведенная таблица дает обзор сроков наступления платежей по финансовым обязательствам Группы по состоянию на 31 декабря, 2009 г. и 2008 г. на основании недисконтированной оплаты по контрактам:

За период по 31 декабря 2009 г.	До востребования	Менее 3 мес.	3- 12 мес.	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	—	7 666	23 000	415750	—	446416
Кредиторская задолженность по торговым операциям	50 242	—	17 593	—	—	67 835
План опциона на акции для сотрудников	—	—	—	7 025	—	7 025
Прочие текущие обязательства	7 854	—	—	—	—	7 854
Причисляется правительству Казахстана.....	—	258	773	4 124	16	21 908
	58 096	7 924	41 366	426899	753	551038
За период по 31 декабря 2008 г.	До востребования	Менее 3 мес.	3-12 мес.	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы.....	381 677	—	—	—	—	381677
Кредиторская задолженность по торговым операциям	60 028	—	—	—	—	60 028
Прочие текущие обязательства	5 906	—	—	—	—	5 906
Причисляется правительству Казахстана.....	—	258	773	4 124	17	22 939
	447 611	258	773	4 124	784	470550

Управление капиталом

Капитал Zhaikmunai L.P. состоит из Простых долей, которые представляют собой право на участие в отношении всех долей участия партнера с ограниченной ответственностью в Zhaikmunai L.P. и долю Генерального партнера. В периоды по 31 декабря 2009 г. и 2008 г., у Группы не было формальной стратегии управления капиталом.

Риск, связанный с ценами на сырьевые товары

Группа подвержена влиянию колебаний цен на сырую нефть, цены на которую устанавливаются в долл. США на мировых рынках. Группа подготавливает годовые бюджеты и периодические прогнозы, включая анализ чувствительности в отношении различных уровней цен на сырую нефть в будущем.

Группа не хеджирует свой риск, связанный с колебаниями цен на сырую нефть, за исключением мер по хеджированию, описанных в Примечании 19 и 24.

Кредитный риск

Финансовые инструменты, которые потенциально подвергают Группу влиянию кредитного риска, включают, преимущественно, дебиторскую задолженность и денежные средства в банке. Максимальная подверженность кредитному риску представлена балансовой стоимостью каждого финансового актива. Группа считает, что ее максимальная подверженность риску отражается суммой торговой дебиторской задолженности и авансов.

Группа размещает свои денежные средства, номинированные в тенге, в Сбербанке, кредитный рейтинг ВА (положительный) от рейтингового агентства Moody, а свои денежные средства, номинированные в долл. США, в BNP Paribas с кредитным рейтингом AA (положительный) от рейтингового агентства Standard and Poog в период по 31 декабря 2009 г. Группа не выступает гарантом по обязательствам других сторон.

Группа продает нефть и производит авансовые платежи только признанным, кредитоспособным третьим сторонам. В дополнение к этому, сальдо по дебиторской задолженности постоянно контролируется с тем результатом, что подверженность Группы безнадежным долгам и вероятность взыскания авансовых платежей незначительны и поэтому риск неуплаты задолженности по кредиту низкий.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость определяется как сумма, по которой инструмент может быть обменян в текущей операции между осведомленными сторонами на коммерческих условиях, за исключением ситуаций с вынужденной реализацией или реализацией при ликвидации. Так как для большинства финансовых инструментов Группы отсутствуют готовые рынки, при оценке справедливой стоимости необходимо использовать суждения на основе текущих экономических условий и конкретных рисках, присущих инструменту.

Справедливая стоимость займов была рассчитана дисконтирование ожидаемых будущих потоков денежной наличности по существующим процентным ставкам. Займы Группы идут по рыночным ставкам процента, присущим таким инструментам, и как таковые, учитываются по справедливой стоимости. Производный инструмент Группы оценивается на основании заявленной рыночной цены на активном рынке. Справедливая стоимость прочих финансовых активов была рассчитана с использованием рыночных процентных ставок.

Иерархия справедливой стоимости

Группа использует следующую иерархию для определения и раскрытия справедливой стоимости финансовых инструментов методикой оценки:

Уровень 1: заявленная (некорректированная) цена на активных рынках на идентичные активы или обязательства. Финансовые инструменты Группы, оцененные с учетом заявленной (некорректированная) цены, включают производные финансовые инструменты.

Уровень 2: прочие техники, для которых все входные данные, которые оказывают значительное влияние на учетную справедливую стоимость, являются наблюдаемыми прямо или косвенно. Финансовые инструменты Группы, оцененные на основе других методик, для которых все входные данные, имеющие значительное влияние на учетную справедливую стоимость, являются наблюдаемыми прямо или косвенно, включают опцион акций для работников.

Уровень 3: техники, которые используют входные данные, оказывающие значительное влияние на учетную справедливую стоимость, которые не основаны на наблюдаемых данных рынка. У Группы нет каких-либо финансовых инструментов, оцениваемых с использованием иерархии Уровня 3.

Руководство считает, что балансовая стоимость финансовых активов и обязательств Группы, состоящих из денежных средств и денежных эквивалентов, торговой дебиторской задолженности и авансов, производных финансовых инструментов, торговой и прочей кредиторской задолженности и обязательств по долговым инструментам отличается незначительно от их справедливой стоимости на 31 декабря 2009 и 2008 года.

24. ПОСЛЕДУЮЩИЕ СОБЫТИЯ

12 марта 2010 г., согласно условиям кредитного договора с BNP Paribas, с учетом внесенных в него изменений и дополнений, Товарищество заключило, по нулевой стоимости, новый договор хеджирования, покрывающий продажи нефти на экспорт в объеме 4000 барр./день, начиная с марта 2010 г. по декабрь 2010 г. Контрагентами ("поставщиками хеджирования") по договору хеджирования являются BNP Paribas, Natixis и

Raiffeisen Zentralbank. На основании нового контракта на хеджирование, минимальная цена сырой нефти марки Brent зафиксирована на уровне 60 долл. США за баррель. Максимальная цена установлена в диапазоне от 89,25 долл. США за баррель до 100 долл. США за баррель, так что Товарищество получит все доходы от продажи сверх 100 долл. США/баррель.

Zhaikmunai L.P.

Консолидированная финансовая отчетность
За период по 31 декабря 2008 г.
С заключением независимых аудиторов

ЗАКЛЮЧЕНИЕ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ

Партнерам компании Zhaikmunai L.P.:

Мы провели аудит прилагающейся консолидированной финансовой отчетности Zhaikmunai L.P. и его дочерних компаний («Группа»), которая включает в себя консолидированный бухгалтерский баланс по состоянию на 31 декабря 2008 г. и консолидированную отчетность о доходе, консолидированную отчетность об изменениях в капитале и консолидированную отчетность о потоке денежных средств за истекший год и основного содержания важных учетных политик и прочих пояснительных записок L.P..

Обязанности руководства по финансовой отчетности

Руководство несет ответственность за подготовку и достоверное представление данных консолидированных финансовых отчетностей в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности. Данная ответственность включает в себя: разработку, внедрение и осуществление внутреннего контроля за подготовкой и достоверным представлением консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений, вне зависимости от того связаны ли они с мошенничеством или произошли по ошибке; выбор и применение надлежащих учетных политик; и составление учетных оценок, приемлемых в данных обстоятельствах.

Обязанности аудиторов

В наши обязанности входит предоставление заключения по данной консолидированной финансовой отчетности на основании проведенного аудита. Мы провели аудит в соответствии с Международными аудиторскими стандартами. Данные стандарты требуют, чтобы мы соответствовали требованиям этики и планировали и проводили аудит таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в том, что финансовые отчеты не содержат существенных ошибок.

Аудит предполагает выполнение процедур для получения аудиторских доказательств касательно сумм и информации в финансовой отчетности. Выбранные процедуры зависят от решения аудиторов, включая оценку рисков возникновения существенных искажений в финансовой отчетности, вне зависимости от того связаны ли они с мошенничеством или произошли по ошибке. При выполнении указанных оценок риска, аудитор рассматривает, как в организации осуществляется внутренний контроль за подготовкой и достоверным представлением финансовой отчетности, для того, чтобы разработать процедуры аудита, приемлемые в данных обстоятельствах, а не для того, чтобы выразить свое мнение об эффективности внутреннего контроля в организации. Аудит также включает оценку пригодности используемых учетных политик и обоснованность учетных оценок руководства, а также оценку общего представления финансовой отчетности.

Мы считаем, что полученные нами аудиторские доказательства достаточны и пригодны для того, чтобы служить основой для нашего аудиторского заключения.

Заключение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчетность справедливо представляет, во всех существенных отношениях, финансовое положение Группы на 31 декабря 2008 г., и ее финансовые показатели и потоки денежной наличности за указанный год соответствуют Международным стандартам финансовой отчетности.

Поясняющие параграфы

Без оговорки на наше заключение, мы обращаем ваше внимание на Примечание 2 к консолидированной финансовой отчетности, которое описывает то, что Группа нарушила обязательства по займу на 31 декабря 2008 г. и планы руководства по реструктуризации задолженности Группы. Из-за нарушения обязательств, заем классифицируется в текущие обязательства, которые превосходят оборотные активы на 363 451 тыс. долл. США на 31 декабря 2008 г. Зависимость компании от рефинансирования своего долга указывает на наличие существенной неопределенности, которая может бросить значительную тень сомнения на способность Группы продолжить работу как предприятию.

30 апреля 2009 г.

Ernst & Young LL.P.

Алматы, Казахстан

ZHAIKMUNAI L.P.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС

За период по 31 декабря 2008 г.

в тыс. долл. США	Прим.	2008 г.	2007 г.
АКТИВЫ			
Внеоборотные активы			
Основные средства	4	513 491	289 533
Контракт на хеджирование по справедливой стоимости	19	62 923	—
Предоплата за оборудование и строительные работы		75 385	70 475
		651 799	360 008
Оборотные активы			
Ограниченная к использованию наличность	7	21 078	—
ТМЗ.....		3 589	2 496
Счета к получению с покупателей.....	5	1 084	9 530
Авансы и прочие оборотные средства.....	6	28 081	14 351
Предоплата по налогу на прибыль		5 386	—
Денежные средства и их эквиваленты.....	7	11 887	7 360
		71 105	33 737
ИТОГО АКТИВЫ		722 904	393 745
СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Капитал и резервы			
Уставной капитал	8	92 072	—
Нераспределенная прибыль и резервы на перевод		129 595	66 819
		221 667	66 819
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные займы	9	—	203 982
Обязательства по ликвидации и восстановлению площадок	10	3 411	1 299
Причисляется правительству Казахстана.....	11	6 330	6 317
Отсроченные налоговые обязательства	18	56 940	26 191
		66 681	237 789
Текущие обязательства			
Расчеты с поставщиками и подрядчиками.....	12	60 953	36 066
Текущая часть долгосрочных займов.....	9	365 439	45 521
К срочной оплате правительству Казахстана	11	1 031	2 062
Прочие текущие обязательства	13	7 133	5 488
		434 556	89 137
ИТОГО СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА.....		722 904	393 745

Учетная политика и примечания на страницах с F-60 по F-85 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

Главный исполнительный директор Генерального партнера Zhaikmunai L.P.

Кай Уве Кессель

Главный финансовый директор Генерального партнера Zhaikmunai L.P.

Ян Ру Мюллер

ZHAIKMUNAI L.P.

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ОТЧЕТНОСТЬ ПО ДОХОДУ

За период по 31 декабря 2008 г.

в тыс. долл. США	Прим.	2008 г.	2007 г.
Реализация сырой нефти		135 912	108 490
Стоимость реализации	14	(44 610)	(37 401)
Валовая прибыль		91 302	71 089
Общие и административные расходы	16	(20 299)	(12 542)
Расходы по реализации и транспортировке нефти.....	15	(24 212)	(6 793)
Прибыль по контракту на хеджирование	19	64 780	—
Доход от процентов		604	—
Затраты на финансирование	17	(13 171)	(6 841)
(Убыток)/прибыль от курсовой разницы		(1 527)	6 247
Прочие доходы		1 189	820
Прибыль до уплаты налога на прибыль		98 666	51 980
Расходы на выплату налога на прибыль	18	(35 188)	(15 650)
Чистая прибыль		63 478	36 330

Учетная политика и примечания на страницах с F-60 по F-85 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

Главный исполнительный директор Генерального партнера Zhaikmunai L.P.

Кай Уве Кессель

Главный финансовый директор Генерального партнера Zhaikmunai L.P.

Ян Ру Мюллер

ZHAIKMUNAI L.P.

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ОТЧЕТНОСТЬ О ПОТОКЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За период по 31 декабря 2008 г.

	Прим.	2008 г.	2007 г.
Потоки денежных средств от операционной деятельности:			
Прибыль до налога на прибыль		98 666	51 980
Корректировки для:			
Износ и амортизация		8 045	6 126
Расходы по займам		11 918	6 454
Доход по процентам		(604)	—
Нереализованная прибыль по контракту на хеджирование	19	(63 184)	—
Увеличению скидки по доле правительства Казахстана	17	992	964
Пересмотр договорного обязательства перед правительством Казахстана	11	—	(679)
Нереализованная прибыль/(убытки) от курсовой разницы, в чистом выражении...		3 649	(6 560)
Увеличение скидки по обязательству по ликвидации и восстановлению площадок	17	261	102
Списание основных средств	4	443	685
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		60 186	59 072
Изменения в оборотном капитале:			
(Увеличение)/уменьшение в ТМЗ		(789)	739
Уменьшение/(увеличение) в счетах к получению		8 444	(3 641)
Увеличение в авансах и прочих оборотных активах		(13 843)	(8 036)
Увеличение в счетах к оплате		1 827	3 347
Платежи по обязательствам правительству Казахстана	11	(2 062)	—
Увеличение в прочих текущих обязательствах		1 673	3 151
Денежные средства от операционной деятельности		55 436	54 632
Оплаченный налог на прибыль		(9 617)	(6 399)
Чистые денежные поступления от операционной деятельности		45 819	48 233
Потоки денежных средств от инвестиционной деятельности:			
Приобретение основных средств		(195 800)	(173 105)
Полученные проценты		604	—
Чистые денежные средства, используемые в инвестиционной деятельности...		(195 196)	(173 105)
Потоки денежных средств от финансовой деятельности:			
Погашение займов		(246 353)	(3 966)
Уплата процента		(32 344)	(18 312)
Поступления от выпуска Глобальных депозитарных расписок	8	100 000	—
Оплата транзакционных издержек	8	(7 928)	—
Поступления от заемных средств	9	381 677	151 444
Сборы, уплаченные за получение кредитной линии BNPP	9	(19 943)	—
Чистые денежные средства от финансовой деятельности		175 109	129 166
Влияние изменений обменного курса на денежные средства и их эквиваленты		(127)	234
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов		25 732	4 294
Денежные средства и их эквиваленты на начало года		7 360	2 832
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	8	32 965	7 360

Учетная политика и примечания на страницах с F-60 по F-85 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

Главный исполнительный директор Генерального партнера Zhaikmunai L.P.

Кай Уве Кессель

Главный финансовый директор Генерального партнера Zhaikmunai L.P.

Ян Ру Мюллер

ZHAIKMUNAI L.P.

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ОТЧЕТНОСТЬ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В СОБСТВЕННОМ КАПИТАЛЕ

За период по 31 декабря 2008 г.

	Капитал товарищества	Нераспреде- ленная прибыль	Резерв на перевод валюты	Итого
На 31 декабря 2006 г.	—	26 488	1 704	28 192
Курсовая разница	—	—	2 297	2 297
Чистая прибыль	—	36 330	—	36 330
На 31 декабря 2007 г.	—	62 818	4 001	66 819
Курсовая разница	—	—	(702)	(702)
Эмиссия Глобальных депозитарных расписок (Прим. 8)	100 000	—	—	100 000
Транзакционные издержки (Прим. 8)	(7 928)	—	—	(7 928)
Чистая прибыль	—	63 478	—	63 478
На 31 декабря 2008 г.	92 072	126 296	3 299	221 667

Учетная политика и примечания на страницах с F-60 по F-85 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

Главный исполнительный директор Генерального партнера Zhaikmunai L.P.

Кай Уве Кессель

Главный финансовый директор Генерального партнера Zhaikmunai L.P.

Ян Ру Мюллер

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

За период по 31 декабря 2008 г.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Zhaikmunai L.P. является товариществом с ограниченной ответственностью, которое было основано 29 августа 2007 г. согласно Закону о товариществах от 1909 о. Мэн. Zhaikmunai L.P. зарегистрировано на о. Мэн с рег. № 295P.

Данная консолидированная финансовая отчетность включает в себя результаты операций Zhaikmunai L.P. ("Zhaikmunai L.P.") и его 100% дочерних предприятий Frans Van Der Schoot B.V. ("FVDS"), Claydon Industrial Limited (BVI) ("Claydon"), Jubilata Investments Limited (BVI) ("Jubilata"), ТОО «Жаикмунай» ("Товарищество") и ТОО «Конденсат-Холдинг» ("Конденсат"). Zhaikmunai L.P. и ее дочерние предприятия в дальнейшем именуются в данном документе как "Группа". Операции Группы включают единственный производственный сегмент и в основном осуществляется посредством нефтегазодобывающего предприятия ТОО «Жаикмунай», расположенного в Казахстане. В конечном итоге Группа косвенно контролируется через Thyler Holdings Limited Фрэнком Монстрей. Генеральным партнером Zhaikmunai L.P. является компания Zhaikmunai Group Limited, которая отвечает за управление Группой.

Товарищество было основано в 1997 г. для целей разведки и разработки Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения в Западно-Казахстанской Области. Товарищество выполняет работы в соответствии с контрактом на доразведку, добычу и раздел продукции сырых углеводородов Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения (Контракт) от 31 октября 1997 г., в соответствии с лицензией МГ № 253Д (Лицензия) на разведку и добычу УВ на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении между Государственным комитетом по инвестициям РК и Товариществом.

28 марта 2008 г. Zhaikmunai L.P. зарегистрировал 10 000 000 Глобальных Депозитарных Расписок ("ГДР") по 10 долл. США за ГДР, представляющие 9,09% доли участия в Группе, на Лондонской бирже ("LSE").

Группа была сформирована посредством реорганизации юридических лиц, находившихся под общим контролем 28 марта 2008 г. для содействия регистрации ГДР на Лондонской бирже. Данная консолидированная финансовая отчетность была подготовлена с использованием метода объединения долей и, как таковые, финансовые отчеты были представлены как если бы передача интересов Группы в Frans Van Der Shoot B.V., Claydon, Jubilata, ТОО «Жаикмунай» и Condensate произошла с начала самого раннего представленного периода.

Zhaikmunai L.P. зарегистрировано по следующему адресу: Anglo International House, Lord Street, Douglas, IM1 4LN.

Данная консолидированная финансовая отчетность была допущена к публикации Каем Уве Кесселем, Главным исполнительным директором Генерального партнера компании Zhaikmunai L.P., и Яном Ру Мюллером L.P., Главным финансовым директором Генерального партнера компании Zhaikmunai L.P. 30 апреля 2009 г.

Условия лицензии

Первоначально срок действия лицензии Товарищества включал 5-летний период разведки и 25-летний период добычи. Период разведки был сначала продлен на дополнительных 4 года и затем еще на 2 года согласно дополнениям к Контракту от 12 января 2004 г. и 23 июня 2005 г. соответственно. В соответствии с дополнением от 5 июня 2008, добыча на Турнейском горизонте (Север) началась с 1 января 2007. После дополнительных коммерческих открытий коммерческих запасов в течение 2008 г. период разведки согласно лицензии, за исключением Турнейского горизонта, был продлен еще на три года с новым сроком окончания 26 мая 2011 г.

Продление периодов разведки не изменило срока действия лицензии, который закончится в 2031 г.

Выплата роялти

Товарищество должно ежемесячно оплачивать роялти в течение всего Периода добычи согласно ставкам, указанным в Контракте.

Ставки роялти зависят от извлекаемых уровней сырой нефти и стадии добычи, и могут варьироваться от 2% до 6% и от 2% до 7% добываемой нефти и природного газа соответственно.

Доля Правительства в прибыли

Товарищество выплачивает Правительству “долю прибыли” в соответствии с Контрактом. “Доля прибыли” зависит от уровня добычи сырой нефти и варьируется от 10% до 40% от добычи после вычета роялти и возмещаемых расходов. Возмещаемые расходы включают в себя операционные расходы, расходы на дополнительную разведку и освоение. “Доля прибыли” Правительства относится на расходы в момент возникновения.

2. ОСНОВА ДЛЯ ПОДГОТОВКИ

Данная консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с Международными Стандартами Финансовой Отчетности («МСФО»). Финансовая отчетность была подготовлена на основе правил учета по фактическим затратам за истекший период, за исключением финансовых инструментов.

Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО требует использования определенных критически важных учетных оценок. Она также требует от руководства принимать свои решения в ходе применения учетных политик Группы. В Примечании 3 раскрываются сферы, требующие более высокой степени рассуждения или более сложные, или же сферы, где предположения и оценки важны для консолидированной финансовой отчетности.

Действующее предприятие

Данная консолидированная финансовая отчетность подготовлена на основе того, что Группа является действующим предприятием, что предполагает непрерывность нормального процесса деловой активности, реализацию активов и расчеты по обязательствам при обычной практике ведения деловых операций.

На 31 декабря 2008 г. в отношении кредитной линии («Кредитный договор») (Прим. 9), Товарищество нарушило договоренности в отношении отношений своего EBITDA к расходам по выплате процентов и EBITDA к общей задолженности. На дату утверждения данной консолидированной финансовой отчетности, BNP Paribas не отказался от своих прав потребовать незамедлительно погасить заем по Кредитному соглашению, который на 31 декабря 2008 г. равнялся 382 млн. долл. США. У Группы не было бы достаточно средств для погашения займа в случае, если бы кредиторы воспользовались этим правом, что вызывает неопределенность по поводу того может ли компания продолжать работу как действующее предприятие.

Руководство считает, что основания подготовки отчетности как для действующего предприятия являются правомерными, поскольку Группа в настоящее время ведет продвинутые переговоры с возможными поставщиками финансовых средств для обеспечения финансирования в размере 300 млн. долл. США и, в связи с этим, также обсуждает с BNP Paribas реструктуризацию существующего Кредитного договора, с тем, чтобы Группа больше не нарушала обязательства по Кредитному договору.

При данных сценариях прогнозы по потоку наличности, подготовленные Группой, показывают, что Группа сможет оплатить свои долги по мере наступления срока их погашения.

Принятые стандарты учета и толкования

Группа приняла в течение года следующие новые и исправленные МСФО и интерпретации от Комитета по интерпретации МСФО (КРМСФО). Принятие данных пересмотренных стандартов и интерпретаций не оказало никакого влияния на результаты финансовой деятельности или финансовое положение Группы.

- МСБУ 23 Затраты по займам—поправка
- КРМСФО 11/МСФО 2 Операции с акциями Группы и собственными выкупленными акциями
- КРМСФО 12 Концессионные договоры на предоставление услуг
- КРМСФО 14/МСБУ 19 Ограничение по признанию актива в рамках пенсионных программ, минимальные требования к фондированию и их взаимосвязь

Данный стандарт был пересмотрен и теперь требует капитализации затрат по займам, когда такие затраты относятся к квалифицируемым активам. Квалифицируемый актив – это актив, для которого обязательно требуется истечение значительного периода времени, пока он будет готов для продажи или своего целевого использования. Данный стандарт был рано принят Группой и не оказал никакого влияния на результаты финансовой деятельности или финансовое положение Группы.

КРМСФО 11/МСФО 2 - Операции с акциями Группы и собственными выкупленными акциями

Данная интерпретация требует наличия механизма, по которому работнику предоставляются права на долевые инструменты предприятия, которые подлежат учету по схеме расчета собственного капитала, даже если предприятие покупает инструменты у другой стороны или участники предоставляют необходимые долевые инструменты. Принятие данной поправки в учетной политике не оказало никакого влияния на результаты финансовой деятельности или финансовое положение Группы.

КРМСФО 12 – Концессионные договоры на предоставление услуг

КИМСФО выпустил КРМСФО 12 в ноябре 2006 г. Данная интерпретация применяется к организациям, предоставляющим концессионные услуги, и объясняет как вести учет принятых обязательств и прав, полученных по концессионным договорам на предоставление услуг. У Группы нет таких концессий, поэтому данная интерпретация не оказывает влияния на Группу.

КРМСФО 14/МСБУ 19 - Ограничение по признанию актива в рамках пенсионных программ, минимальные требования к фондированию и их взаимосвязь

Интерпретация КРМСФО 14 предоставляет руководство о том, как оценивать предел суммы избыточного дохода в определенной схеме выплат, которая может быть признана как актив в рамках МСБУ 19 “Выплаты работникам”. У Группы нет определенных схем выплат вознаграждений, поэтому принятие данной интерпретации не оказало никакого влияния на результаты финансовой деятельности или финансовое положение Группы.

Новые разработки в области бухучета

Следующие МСФО, интерпретации КРМСФО еще не действовали в период до 31 декабря 2008 г.:

- МСФО 1 “Первое применение международных стандартов финансовой отчетности”—поправка
- МСФО 2 “Выплаты долевыми инструментами – условия и отмена передачи прав”—поправка
- МСФО 7 “Финансовые инструменты: раскрытие информации”—поправка “Улучшение раскрытия информации о финансовых инструментах ”
- МСФО 3R “Слияние компаний”
- МСФО 8 “Операционные сегменты”
- МСБУ 1 “Представление финансовой отчетности”—поправка
- МСБУ 27R “Консолидированная и отдельная финансовая отчетность”
- МСБУ 32 “Финансовые инструменты: представление информации” и МСБУ 1 “Представление финансовой отчетности - Финансовые инструменты, которые предлагаются на рынке, и обязательства, возникающие при ликвидации” —поправки
- МСБУ 39 “Финансовые инструменты: признание и определение - Приемлемые хеджируемые статьи”—поправка
- КРМСФО 13 “Программы лояльности клиентов”
- КРМСФО 15 “Договоры на строительство объектов недвижимости”

- КРМСФО 16 “Хеджирование чистых инвестиций в зарубежных операциях”
- КРМСФО 17 “Выплаты акционерам неденежными активами”
- КРМСФО 18 “Перевод активов, полученных от клиентов”

Поправки к МСФО 1 “Первое применение международных стандартов финансовой отчетности” и МСБУ 27 “Консолидированная и отдельная финансовая отчетность”.

Поправки к МСФО 1 позволяют предприятию определить ‘стоимость’ инвестиций в дочерние компании, совместно контролируемые предприятия или партнерские компании в первоначальной финансовой отчетности по МСФО в соответствии с МСБУ 27 или с использованием предполагаемой стоимости. Поправка к МСБУ 27 требует признания всех дивидендов от дочернего предприятия, совместно контролируемого предприятия или партнерской компании в отчете о прибылях в отдельном финансовом отчете. Обе ревизии будут действовать в периоды, начинающиеся с 1 января 2009 или после него. Ревизию МСБУ 27 необходимо применять перспективно. Новые требования влияют только на отдельные отчеты головной компании и не влияют на консолидированную финансовую отчетность.

МСФО 2 — “*Выплаты долевыми инструментами – условия и отмена передачи прав*”

Поправки к МСФО 2— Выплаты долевыми инструментами – условия и отмена передачи прав были изданы в январе 2008 г. и вступили в силу для годового периода, начинающегося с 1 января 2009 г. или после. Поправка разъясняет, что условия передачи прав являются только лишь условиями работы. Она также оговаривает, что все отмены передачи прав, производимые предприятием или другими сторонами, должны подвергаться такой же бухгалтерской обработке. Принятие данных поправок не окажет никакого влияния на результаты финансовой деятельности или финансовое положение Группы, поскольку Группа не производила никаких выплат долевыми инструментами в течение 2008 г.

МСФО 3R — “*Слияние компаний*” и МСБУ 27R “*Консолидированная и отдельная финансовая отчетность*”

Пересмотренные стандарты были выпущены в январе 2008 г. и стали действовать в финансовые годы, начиная с 1 июля 2009 г. или после этой даты. МСФО 3R вносит ряд изменений в отчетность по слиянию компаний, произошедших после данной даты, которые повлияют на сумму признанного гудвил, отчетные результаты в период, в который происходит приобретение, и будущие результаты отчетности. МСБУ 27R требует, чтобы изменение в доле участия в дочернем предприятии (без потери контроля) учитывалось как сделка с собственным капиталом. Поэтому такие сделки далее не будут приводить к образованию гудвил, а также не будут приводить к прибыли или убыткам. К тому же исправленный стандарт изменяет процедуру учета убытков, понесенных дочерним предприятием, а также потери контроля над ним. Другие последующие поправки были сделаны в МСБУ 7 “Отчеты о движении денежных средств”, МСБУ 12 “Налоги на прибыль”, МСБУ 21 “Влияние изменений обменных курсов валют”, МСБУ 28 “Инвестиции в ассоциированные компании” и МСБУ 31 “Участие в совместной деятельности”. Изменения, внесенные МСФО 3R и МСБУ 27R, повлияют на приобретение и потерю контроля в будущем и сделки с долями миноритариев. Стандарты могли применяться на более раннем этапе. Однако, Группа не намеревается извлекать выгоду из данной возможности.

МСФО 8— “*Операционные сегменты*”

МСФО 8 был выпущен в ноябре 2006 г. и действует для финансовых годов, начинающихся с 1 января 2009 г. или после. Данный стандарт требует раскрытия информации об операционных сегментах Группы и замещает требование по определению первичных (хозяйственных) и вторичных (географических) сегментах отчетности Группы. Данный стандарт не повлияет на результаты финансовой деятельности или финансовое положение Группы, поскольку Группа работает в одном отчетном сегменте.

МСБУ 1 — “*Пересмотр представления финансовой отчетности*”

Данный пересмотренный стандарт был выпущен в сентябре 2007 г. и действует для финансовых годов, начинающихся с 1 января 2009 г. или после. Стандарт разделяет изменения в собственном капитале владельцев и невладелец. Отчет об изменениях в собственном капитале включает только подробности сделок с владельцами, а изменения в собственном капитале невладелец представлены одной строчкой. В дополнение к этому, Стандарт внедряет положение о совокупном доходе: он представляет все статьи признанных доходов и расходов либо в одном единственном отчете, или в двух связанных отчетах. Группа все еще рассматривает, будет ли у нее один или два отчета.

МСБУ 32—*“Финансовые инструменты: представление информации”* и МСБУ 1 *“Представление финансовой отчетности - Финансовые инструменты, которые предлагаются на рынке, и обязательства, возникающие при ликвидации”*

Данные поправки к МСБУ 32 и МСБУ 1 были изданы в феврале 2008 г. и действуют для финансовых годов, начинающихся с 1 января 2009 г. или после. Данные поправки предусматривают ограниченное по объему исключение для классификации финансовых инструментов с правом досрочного погашения как собственного капитала, если они удовлетворяют определенному числу оговоренных критериев. Данные поправки к стандартам не окажут никакого влияния на финансовое положение или результаты деятельности Группы, поскольку Группа не выпускала такие инструменты.

МСБУ 39—*“Финансовые инструменты: признание и определение - Приемлемые хеджируемые статьи”*

Данные поправки к МСБУ 39 были выпущены в августе 2008 г. и действуют для финансовых годов, начинающихся с 1 июля 2009 г. или после. Данная поправка имеет дело с определением одностороннего риска в хеджируемой позиции и определением инфляции как хеджируемого риска или части в частных ситуациях. Он разъясняет, что предприятие может определить долю изменений в справедливой стоимости или изменений в потоке денежных средств от финансового инструмента как хеджируемого актива. Группа пришла к выводу, что данная поправка не окажет никакого влияния на финансовое положение или результаты деятельности Группы.

МСФО 7—*“Финансовые инструменты: раскрытие информации”*—поправка *“Улучшение раскрытия информации о финансовых инструментах”*

Поправки к МСФО 7 *“Улучшение раскрытия информации о финансовых инструментах”* были выпущены в марте 2009 г. и действуют для финансовых годов, начинающихся с 1 января 2009 г. или после, причем допускается и более раннее применение. Данные поправки улучшают раскрытие информации о финансовых инструментах, и не окажут никакого влияния на финансовое положение или результаты деятельности Группы, но приведут к более подробным раскрытиям касательно оценок справедливой стоимости финансовых инструментов.

КРМСФО 15—*Договоры на строительство объектов недвижимости*

КРМСФО 15 был издан в июле 2008 г. и действует для финансовых годов, начинающихся с 1 января 2009 г. или после. Данная Интерпретация подлежит перспективному применению. Она проясняет, как и когда доход и сопутствующие расходы от продажи объекта недвижимости должны признаваться, если соглашение между строителем и покупателем достигается до завершения строительства объекта. К тому же, интерпретация дает указание на то, как определить, подпадает соглашение под объем МСБУ 11 или МСБУ 18. КРМСФО 15 не будет иметь никакого влияния на консолидированную финансовую отчетность, поскольку Группа не ведет такую деятельность.

КРМСФО 16—*Хеджирование чистых инвестиций в зарубежных операциях*

КРМСФО 16 была выпущена в июле 2008 г. и действует для финансовых годов, начинающихся с 1 октября 2008 г. Данная Интерпретация подлежит перспективному применению. КРМСФО 16 предоставляет методические указания по учету хеджа чистых инвестиций. Как таковая она предоставляет указания по определению рисков, связанных с иностранной валютой, которые дают право на учет хеджирования в хедже чистой инвестиции, где внутри Группы инструменты хеджирования могут удерживаться в хедже чистой инвестиции, и как предприятие должно определять сумму прибыли или убытка от операций по обмену валюты в отношении и чистой инвестиции и инструмента хеджирования, которая вновь пускается в оборот при списании чистой инвестиции. КРМСФО 16 не повлияет на консолидированную финансовую отчетность, поскольку Группа не занимается такой деятельностью.

КРМСФО 17— *“Выплаты акционерам неденежными активами”*

КРМСФО 17 была выпущена в ноябре 2008 г. и действует для финансовых годов, начинающихся с 1 июля 2009 г. или после с правом раннего применения. Данная Интерпретация подлежит перспективному применению. КРМСФО 17 предоставляет методические указания по учету выплат акционерам неденежными активами. Как таковая она дает указание: когда признавать обязательство, как измерять его и сопутствующие активы, и когда прекращать признание актива и обязательства и последствия таких действий. КРМСФО 17 не окажет влияния на финансовую позицию или результаты работы Группы, поскольку Группа не выплачивает акционерам неденежными активами.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

За период по 31 декабря 2008 г.

2. ОСНОВА ДЛЯ ПОДГОТОВКИКРМСФО 18— *“Перевод активов, полученных от клиентов”*

КРМСФО 18 была выпущена в январе 2009 г. и действует для финансовых годов, начинающихся с 1 июля 2009 г. или после, с правом раннего применения, при условии, что оценки были получены в дату, когда эти переводы произошли. Данная интерпретация подлежит перспективному применению. КРМСФО 18 предоставляет методические указания по ведению учета по договоренностям, в которых предприятие получает от покупателя основное средство, которое предприятие должно затем использовать либо для подключения покупателя к клиентской сети, либо предоставления покупателю постоянного доступа к поставкам товаров или услуг, или и то и другое. Данная интерпретация разъясняет обстоятельства, в которых принимается определение актива, признание актива и его оценка при первоначальном признании, идентификация отдельно определяемых услуг, признание дохода и учет переводов наличных средств от покупателей. КРМСФО 18 не окажет влияния на финансовое положение или результаты деятельности Группы, поскольку она не получает активы от покупателей.

Руководство ожидает, что принятие данных стандартов и интерпретаций в будущих периодах не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

В мае 2008 г. Правление выпустило свой первый сборник поправок к своим стандартам, в основном с целью того, чтобы устранить несоответствия и прояснить формулировки. По каждому стандарту существуют отдельные переходные положения. Группа приняла данные поправки и улучшения к МСФО, которые применимы к ее операционной деятельности в 2008 г.

3. КРАТКАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗНАЧИМЫХ УЧЕТНЫХ ПОЛИТИКАХ***Оценка и предположения***

Ниже обсуждаются основные предположения касательно будущих и прочих ключевых источников неопределенности оценки на дату составления балансового отчета, которые представляют собой значительный риск существенных изменений в балансовой стоимости активов и обязательств в течение следующего финансового года:

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчете амортизации Товарищества. Товарищество оценивает свои запасы нефти и газа по методике Общества инженеров-нефтяников. В оценке своих запасов по этой методике, Товарищество использует долгосрочные плановые цены, которые также используются руководством для принятия инвестиционных решений по разработке месторождения. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, которое присуще использованию спотовых цен на конец года. Руководство считает, что предположения по долгосрочным плановым ценам более соответствуют долгосрочной природе добывающего бизнеса и предлагают наилучшую базу для подсчета запасов нефти и газа. Все оценки запасов имеют некоторую степень неопределенности. Неопределенность зависит в основном от количества надежных геологических и инженерных данных, имеющихся на время оценки и интерпретации этих данных.

Относительная степень неопределенности может быть передана посредством помещения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные. Вероятность извлечь доказанные запасы выше, чем для недоказанных, и их можно далее классифицировать как разработанные и неразработанные, чтобы подчеркнуть прогрессивно увеличивающуюся неопределенность их извлечения. Оценки пересматриваются ежегодно. Пересмотры делаются в связи с оценкой или переоценкой уже имеющихся геологических данных или данных по коллектору и добыче; наличием новых данных; или изменениями в исходных ценовых предположениях. Оценка запасов может быть также пересмотрена в связи с улучшением проектов извлечения, изменениями в мощности добычи или изменениями стратегии разработки. Доказанные разрабатываемые запасы используются для расчета единицы текущего дебита для амортизации.

Обесценение активов

Группа оценивает на каждую дату отчетности, есть ли какие-либо указания на то, что актив может обесцениться. Если какое-либо такое указание существует, Группа проводит оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость группы активов - это самая высокая реальная стоимость актива или группы активов, генерирующих денежные средства, за минусом затрат реализации и потребительской стоимости и определяется для отдельного актива, если только актив не генерирует денежные потоки, которые по большому счету независимы от денежных потоков других активов или групп активов. Там где балансовая стоимость актива превышает его возмещаемую стоимость, считается, что стоимость актива снижена и списывается на возмещаемую стоимость. При оценке потребительской стоимости, рассчитанные будущие потоки наличности дисконтируются до их текущей стоимости с использованием ставки дисконта до уплаты налогов, которая отражает текущую рыночную оценку стоимости денег с учетом доходов будущих периодов и риски, специфические для данных активов. Стоимость денег с учетом доходов будущих периодов определяется на основании средневзвешенной стоимости капитала Группы. За периоды по 31 декабря 2008 и 2007 гг. не было признанных Группой потерь от обесценения.

Пересчет иностранных валют

Функциональной валютой предприятий Группы является Казахстанский Тенге ("тенге" или "KZT"). Сделки в иностранных валютах первоначально учитываются по соответствующим курсам обмена к функциональной валюте, действующим на дату сделки. Денежные активы и обязательства, номинированные в иностранных валютах, обратно переводятся в функциональную валюту по спотовому курсу, преобладающему на дату составления баланса. Все различия записываются в прибыль или в убыток. Неденежные статьи, которые оцениваются в контексте исторических затрат в иностранной валюте переводятся с использованием обменных курсов, имевшихся на даты первоначальных сделок. Неденежные статьи, оцениваемые по справедливой стоимости в иностранной валюте, переводятся с использованием обменных курсов на дату определения справедливой стоимости.

Данная консолидированная финансовая отчетность представлена в долларах США (долл. США), которая является валютой представления Группы. На дату отчетности активы и обязательства пересчитываются в валюту представления Группы по обменному курсу, действующему на дату составления баланса, а отчет о прибылях пересчитывается по средневзвешенному обменному курсу за год. Курсовая разница, возникающая при пересчете, напрямую заносится в собственный капитал.

Консолидация

Консолидированная финансовая отчетность включает финансовые отчеты Головной компании и подконтрольных ей дочерних компаний (Примечание 1).

Сделки между компаниями группы, остатки и нереализованная прибыль от сделок между компаниями исключаются. Нереализованные убытки также исключаются, но рассматриваются как показатель обесценения переведенного актива. Учетные политики дочерних компаний были изменены, где необходимо, чтобы обеспечить соответствие с политиками, принятыми Группой.

Дочерние компании

Дочерними компаниями являются все предприятия, финансовыми и операционными политиками которых Группа имеет полномочия управлять, что в общем случае сочетается также с участием в них с более чем половиной голосов. Существование и эффект потенциальных прав голоса, которые в настоящее время осуществимы или обратимы, рассматриваются при оценке того, контролирует ли Группа другое предприятие. Дочерние компании полностью консолидируются с даты, в которую контроль переходит к Группе и продолжают оставаться консолидированными до даты, в которую такой контроль прекращается.

Доля участия дочерних компаний представляет порцию прибыли или убытка и чистые активы, которые не удерживаются Группой и отдельно представлены в консолидированном отчете о прибылях и в статье «собственный капитал» в консолидированном балансе, отдельно от собственного капитала головной компании.

Разница между балансовыми стоимостями чистых активов, связанная с участием в дочерних компаниях, и вознаграждением, предоставляемым за такое увеличение, записываются в счет нераспределенной прибыли.

Покупка контрольных пакетов акций дочерних компаний от предприятий, находящихся под общим контролем

Покупка контрольных пакетов акций дочерних компаний от предприятий, находящихся под общим контролем, учитывается с использованием метода объединения долей.

Активы и обязательства дочерних компаний, передаваемых под общим контролем, учитываются в данной консолидированной финансовой отчетности по исторической стоимости контролирующего предприятия. Любая разница между итоговой балансовой стоимостью чистых активов и уплачиваемого вознаграждения учитывается в консолидированной финансовой отчетности как корректировка в собственном капитале участников.

Данная консолидированная финансовая отчетность, включая соответствующие цифры, представлена так, как если бы дочерняя компания была приобретена Группой в дату, в которую она первоначально приобреталась контролирующим предприятием.

Основные средства

Нефтегазовые активы

Расходы на геологическую и геофизическую разведку зачитываются против дохода, по мере их наступления. Затраты, напрямую связанные с разведочной скважиной капитализируются в основных средствах (незавершенное строительство), до тех пор, пока не будет закончено бурение скважины и не оценены результаты. Данные затраты включают вознаграждение работникам и используемые материалы и ГСМ, затраты на буровую установку и выплаты подрядчикам. Если УВ не обнаружены, расходы на разведку списываются как непродуктивная скважина. Если УВ обнаружены и, при условии проведения дальнейших разведочных работ, которые могут включать бурение дальнейших скважин (разведочных или структурно-поисковых скважин разведочного типа), вероятно, могут быть вовлечены в промышленную разработку, затраты продолжают переноситься как актив. Все такие переносимые затраты подвергаются техническому, коммерческому и управленческому анализу, по меньшей мере, раз в год, чтобы подтвердить продолжающееся намерение разрабатывать или иным образом извлекать ценность из обнаружения. Если эта работа более не продолжается, затраты списываются.

Все капитализированные затраты на нефтегазовые активы амортизируются на основе метода начисления износа по выработке продукции на основании оцененных доказанных разрабатываемых запасов месторождения, за исключением того, что в случае активов, у которых срок службы короче, чем срок эксплуатации месторождения, применяется метод амортизации на основе равномерных отчислений.

Запасы нефти и газа

Доказанные запасы нефти и газа представляют собой оцененные объемы рентабельных УВ, которые по существующим геологическим, геофизическим и инженерным данным показаны как извлекаемые в течение будущих лет из известных пластов.

Товарищество использует оценки запасов, предоставленные независимым оценщиком для оценки запасов нефти и газа своих месторождений. Данные объемы запасов используются для расчета коэффициента износа на единицу продукции, поскольку он отражает ожидаемую структуру потребления экономических благ предприятием в будущем.

Обесценение нефинансовых активов

Группа оценивает обесценение актива или группы активов, когда события или изменения обстоятельств показывают, что балансовая стоимость актива не может быть восстановлена. Для осуществления оценки отдельные активы группируются на самом нижнем уровне, на котором существуют определяемые денежные потоки, которые по большому счету независимы от денежных потоков других групп активов. Если существует любой такой признак обесценивания или когда требуется ежегодное испытание на обесценивание группы активов, Группа делает оценку возмещаемой стоимости. Возмещаемая стоимость группы активов - это самая высокая реальная стоимость за минусом затрат реализации и потребительской стоимости. Там где балансовая стоимость группы активов превышает их возмещаемую стоимость, считается, что стоимость группы активов снижена и списывается на возмещаемую стоимость. При оценке потребительской стоимости, рассчитанные будущие потоки наличности корректируются с учетом рисков, присущих данной группе активов и

дисконтируются до их текущей стоимости с использованием ставки дисконта до уплаты налогов, которая отражает текущую рыночную оценку стоимости денег с учетом доходов будущих периодов.

В каждую дату составления отчета проводится оценка наличия признаков того, что ранее зафиксированные убытки от обесценения перестали существовать или уменьшились. Если такие признаки существуют, производится расчет возмещаемой стоимости. Ранее установленный убыток от обесценения сторнируется только если были изменения в расчетах, использованных для определения возмещаемой стоимости актива со времени определения последнего убытка от обесценения. В этом случае балансовая стоимость актива увеличивается до возмещаемой стоимости. Такая увеличенная стоимость не может превысить балансовую стоимость, которая была бы вычислена, за минусом износа, если бы не был определен убыток от обесценения актива в предыдущие годы. Такое сторнирование отражается в отчете о прибыли.

После такого сторнирования, амортизационные отчисления уточняются в будущих периодах для распределения пересмотренной балансовой стоимости актива за вычетом любой остаточной стоимости на систематической основе в течение оставшегося срока службы.

Прочие основные средства

Все остальные основные средства, учитываются по первоначальной стоимости за вычетом износа. Первоначальная стоимость включает затраты, которые напрямую относятся к приобретению объектов. Последующие затраты включены в балансовую стоимость активов или признаны как отдельный актив, там где это уместно, только тогда, когда существует вероятность того, что будущие экономические выгоды, связанные с активом, поступят Группе и стоимость актива может быть достоверно оценена. Все прочие расходы на ремонт и обслуживание относятся на отчет о доходах в том году, в котором они возникли.

Износ рассчитывается по прямолинейному методу за расчетные сроки полезной службы, представленные далее:

	<u>Годы</u>
Здания и их реконструкция	7-15
Транспортные средства	8
Машины и оборудование.....	3-13
Прочие.....	3-10

Затраты по займам

Группа капитализирует затраты по займам по квалифицируемым активам. Активы, квалифицируемые для капитализации затрат по займам, включают все строящиеся активы, которые не истощаются, не изнашиваются и не амортизируются, при условии, что в это время работы продолжаются. Квалифицируемые активы в основном включают скважины и прочую строящуюся инфраструктуру нефтяного месторождения. Капитализированные затраты по займам рассчитываются посредством применения ставки рыночной капитализации к затратам на квалифицируемые активы. Ставка капитализации является средневзвешенным затрат по займам, применимым к займам Группы, непогашенным в течение периода.

ТМЗ

Товарно-материальные запасы оценены по наименьшему из значений первоначальной стоимости или чистой стоимости реализации. Стоимость нефти определяется по методу средневзвешенных величин, и прочие ТМЗ также оцениваются с использованием метода средневзвешенной стоимости. Чистая стоимость реализации основана на расчетной цене реализации в ходе осуществления обычной деятельности, минус расходы по реализации.

Дебиторская задолженность

Дебиторская задолженность признается и отражается в учете по суммам выставленных счетов к оплате, за вычетом резерва на суммы, не подлежащие возврату. Оценка сумм, не подлежащих возврату, производится тогда, когда более не существует вероятности возврата всей суммы. Данные оценки регулярно пересматриваются, и тогда, когда корректировки становятся необходимыми, они показываются как расходы (кредит) в том периоде, в котором они стали известны. Безнадёжная задолженность списывается в момент выявления.

Заемные средства

Заемные средства изначально признаются по справедливой стоимости за вычетом чистой суммы затрат по сделке. В дальнейшем заемные средства указываются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной ставки вознаграждения. Любая разница между поступлениями (за вычетом затрат по сделке) и суммой погашения признается в финансовой отчетности за период действия займа, с использованием метода эффективной ставки вознаграждения.

Доходы и убытки признаются в отчете о прибылях и убытках тогда, когда прекращено признание обязательств или они обесценились, а также через процесс амортизации по займам, с использованием метода эффективной ставки вознаграждения.

Резервы

Резервы признаются в случае, если у Группы в настоящее время имеются обязательства (юридические или вытекающие из практики) как результат прошлого события. При этом существует вероятность оттока ресурсов, представляющих экономические выгоды, в целях исполнения обязательства и имеется возможность достоверного определения суммы данного обязательства.

Ликвидация скважин и восстановление участка (вывод из эксплуатации)

Резервы на затраты по ликвидации скважин и восстановление участка признаются в полном объеме на основе дисконтирования тогда, когда Группа имеет обязательство по демонтажу, переносу оборудования или механизма и по восстановлению участка, на котором находилось оборудование, а также тогда, когда можно осуществить разумную оценку такого резерва. Сумма обязательства представляет собой текущую стоимость оцененных будущих расходов, которые, как ожидается, потребуются для исполнения обязательства с поправкой на ожидаемую инфляцию и дисконтированную с использованием средних долгосрочных процентных ставок для займов на развивающихся рынках с поправкой на риски, присущие казахстанскому рынку. Увеличение скидки, связанной с данным обязательством фиксируется в затратах на финансирование. Также создается соответствующее материальное основное средство в сумме, эквивалентной резерву. Впоследствии, данный актив амортизируется в рамках капитальных затрат по нефтегазовым активам на основе метода начисления износа по выработке продукции.

Изменения в оценке существующего обязательства по выводу из эксплуатации, которые явились результатом изменений в расчетном сроке или сумме оттока ресурсов, лежащих в основе экономических выгод, необходимых для погашения обязательства, или изменение в ставке дисконтирования, учитывается таким образом, что:

- (a) изменения в резерве прибавляются или вычитаются из стоимости соответствующего актива в текущем периоде. Сумма, вычтенная из стоимости актива, не должна превышать его балансовую стоимость. Если снижение в резерве превышает балансовую стоимость актива, тогда превышение незамедлительно признается в доходах или расходах; и
- (b) если корректировка приводит к увеличению стоимости актива, Группа рассматривает, является ли это показателем того, что новая балансовая стоимость актива не может быть полностью возмещена. Если это является таким показателем, Группа осуществляет тестирование актива на обесценение посредством оценки его возмещаемой стоимости и учитывает любой убыток по обесценению в соответствии с МСБУ 36.

Финансовые активы

В объеме МСБУ 39 финансовые активы подразделяются на финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, займы и дебиторская задолженность, инвестиции, удерживаемые до погашения, финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи в зависимости от ситуации. Все финансовые активы первоначально признаются по справедливой стоимости, плюс (в случае инвестиций не по справедливой стоимости через прибыль или убыток) затраты, непосредственно относящиеся к сделке.

Товарищество определяет классификацию своих финансовых активов при первоначальном признании и, где это допустимо и уместно, переоценивает ее в конце каждого финансового года.

Все стандартные покупки или продажи финансовых активов признаются в дату сделки, т.е. дату, в которую Товарищество берет на себя обязательство купить или продать актив. Стандартные покупки или продажи являются покупками или продажами финансовых активов, при которых требуется поставка активов в сроки, установленные рыночными правилами или конвенцией.

Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток

Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, включают финансовые активы, удерживаемые для торговли и финансовые активы, обозначенные при первоначальном признании как активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Финансовые активы классифицируются как удерживаемые для торговли, если они приобретаются для цели продажи в краткосрочной перспективе. Производные инструменты, включая отдельные встроенные производные инструменты, также классифицируются как удерживаемые для торговли, если только они не обозначены как эффективные инструменты хеджирования или контракт финансовой гарантии. Прибыли или убытки от инвестиций, удерживаемых для торговли, признаются в прибылях и убытках.

Товарищество оценивает, требуется ли отделить встроенные производные инструменты от основного договора, когда Товарищество первоначально становится стороной контракта. Переоценка происходит только когда есть изменение в условиях контракта, которое значительно изменяет поток денежной наличности, который потребовался бы в противном случае.

Деньги и эквиваленты денег

Деньги и краткосрочные депозиты в балансе включают денежные средства в банках и на руках и краткосрочные депозиты с первоначальным сроком три месяца и менее.

Финансовые обязательства

Займы и ссуды под проценты

Все займы и ссуды первоначально признаются по справедливой стоимости за вычетом непосредственно связанных с ними транзакционных издержек, и не обозначаются как “справедливая стоимость через прибыль или убыток”.

После первоначального признания займы под проценты впоследствии оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной ставки процента (ЭСП).

Прибыли и убытки признаются в отчете о прибылях и убытках тогда, когда происходит прекращение признания обязательств, а также в процессе амортизации.

Финансовые обязательства по справедливой стоимости через прибыль или убыток

Финансовые обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, включают финансовые обязательства, удерживаемые для торговли и финансовые обязательства, обозначенные при первоначальном признании как обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Финансовые обязательства классифицируются как удерживаемые для торговли, если они приобретаются для цели продажи в краткосрочной перспективе. Производные инструменты, включая отдельные встроенные производные инструменты, также классифицируются как удерживаемые для торговли, если только они не обозначены как эффективные инструменты хеджирования. Прибыли или убытки от обязательств, удерживаемых для торговли, признаются в прибылях и убытках.

Производные финансовые инструменты и хеджирование

Товарищество использует контракт на хеджирование продаж нефти на экспорт для покрытия части его рисков, связанных с колебанием цен на нефть. Такие производные финансовые инструменты первоначально признаются по справедливой стоимости в дату, в которую заключается контракт на производный финансовый инструмент, и впоследствии переоцениваются по справедливой стоимости. Производные финансовые инструменты переносятся как активы, когда их справедливая стоимость положительна и как обязательства, когда их справедливая стоимость отрицательна.

Любые прибыли или убытки, возникающие от изменений в справедливой стоимости производных финансовых инструментов в течение года, которые не подлежат учету хеджирования, принимаются напрямую как прибыль или убыток.

Справедливая стоимость контрактов на финансовые инструменты определяется исходя из рыночных цен на схожие инструменты.

Налогообложение

Отсроченные налоговые активы и обязательства рассчитываются в отношении временной разницы с использованием балансового метода. Отсроченный налог на прибыль учитывается по всем временным разницам на отчетную дату между налогооблагаемой базой активов и обязательств и их балансовой стоимостью, отраженной в финансовой отчетности, за исключением случаев, когда отсроченный налог на прибыль возникает из первоначального признания гудвил или актива/обязательства в сделке, которая не является объединением бизнеса и, на момент сделки не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на облагаемую налогом прибыль/убыток.

Балансовая стоимость отсроченных активов учитывается только в той степени, в которой есть вероятность того, что будет получена облагаемая налогом прибыль, против которой может использоваться вычитаемая временная разница. Отсроченные активы и обязательства по налогу на прибыль рассчитываются по налоговым ставкам, которые, как ожидается, будут применимы к периоду, когда получен актив или оплачено обязательство, основываясь на налоговых ставках, которые действовали или фактически узаконены на дату соответствующего бухгалтерского баланса.

Отсроченный налог на прибыль предусмотрен по временным разницам, возникающим из инвестиций в дочерние предприятия и ассоциированные компании, за исключением случаев, когда срок сторнирования временной разницы может контролироваться, и есть вероятность, что временная разница не будет сторнирована в обозримом будущем.

Торговая и прочая кредиторская задолженность

Обязательства по торговой и прочей кредиторской задолженности показаны по стоимости, которая представляет собой справедливую стоимость возмещения, которое будет выплачено в будущем за полученные товары и услуги, независимо от того, выставлены ли по ним счета к оплате Группе или нет.

Признание дохода

Товарищество продает сырую нефть по краткосрочным соглашениям, цены по которым устанавливаются согласно публикациям в Platt's с поправками на разницу в оплате за провоз, страховке и качестве.

Доходы от реализации сырой нефти признаются тогда, когда произошла поставка товара и тогда, когда риски и право собственности были переданы покупателю.

Доходы признаются тогда, когда существует вероятность того, что Товарищество будет получать экономические выгоды, связанные с операцией и сумма дохода может быть достоверно определена.

Признание расходов

Расходы учитываются в момент фактического получения соответствующих товаров или услуг, независимо от того, когда деньги или эквиваленты денег были выплачены, и отражаются в финансовой отчетности в том периоде, к которому они относятся.

Социальный налог и отчисления в пенсионный фонд

Товарищество уплачивает социальный налог по ставке 21%, начисленный на доходы его сотрудников, в бюджет Республики Казахстан. Социальный налог и затраты на содержание персонала относятся на расходы по мере возникновения.

Товарищество удерживает и перечисляет до 10% от заработной платы сотрудников в пенсионные фонды. В соответствии с законодательством Республики Казахстан, работники несут ответственность за свои пенсии, и Товарищество не имеет ни текущего, ни будущего обязательства по выплатам своим сотрудникам при их выходе на пенсию.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

За период по 31 декабря 2008 г.

4. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Движение основных средств за период по 31 декабря 2007 и 2008 гг.:

В тыс. долл. США	Нефтегазовые активы		Итого по нефтегазовым активам	Не нефтегазовые активы				Итого по нефтегазовым активам	Здания
	Оборотные активы	Незав. Стр-во		Здания	Машины и оборудование	Оборотные активы	Незав. Стр-во		
Баланс на 31 декабря 2006 г., за вычетом накопленного износа	55 409	76 243	131 652	1 960	530	904	804	4 198	135 850
Поступления	185	148 589	148 774	285	555	230	478	1 548	150 322
Переводы	44 553	(46 250)	(1 697)	278	1 401	—	18	1 697	—
Списания	—	(679)	(679)	—	—	(2)	(5)	(7)	(686)
Начисление износа	(5 197)	—	(5 197)	(247)	(351)	(161)	(235)	(994)	(6 191)
Курсовая разница	3 741	6 221	9 962	111	74	44	47	276	10 238
Баланс на 31 декабря 2007 г., за вычетом накопленного износа	98 691	184 124	282 815	2 387	2 209	1 015	1 107	6 718	289 533
Поступления	3 290	228 734	232 024	376	849	734	797	2 756	234 780
Переводы	73 546	(72 645)	901	264	(1 044)	—	(121)	(901)	—
Переводы в ТМЗ	—	(37)	(37)	—	—	—	—	—	(37)
Списания	—	(442)	(442)	—	(14)	—	(3)	(17)	(459)
Начисление износа	(7 132)	—	(7 132)	(311)	(362)	(203)	(261)	(1 137)	(8 269)
Износ при списании	—	—	—	—	14	—	2	16	16
Курсовая разница	(670)	(1 373)	(2 043)	(9)	(7)	(7)	(7)	(30)	(2 073)
Баланс на 31 декабря 2008 г., за вычетом накопленного износа	167 725	338 361	506 086	2 707	1 645	1 539	1 514	7 405	513 491
По фактической стоимости на 31 декабря 2007 г.	146 324	184 124	330 448	2 912	2 974	1 507	1 514	8 907	339 355
Накопленный износ	(47 633)	—	(47 633)	(525)	(765)	(492)	(407)	(2 189)	(49 822)
Баланс на 31 декабря 2007 г., за вычетом накопленного износа	98 691	184 124	282 815	2 387	2 209	1 015	1 107	6 718	289 533
По фактической стоимости на 31 декабря 2008 г.	222 275	338 361	560 636	3 538	2 754	2 232	2 178	10 702	571 338
Накопленный износ	(54 550)	—	(54 550)	(831)	(1 109)	(693)	(664)	(3 297)	(57 847)
Баланс на 31 декабря 2008 г., за вычетом накопленного износа	167 725	338 361	506 086	2 707	1 645	1 539	1 514	7 405	513 491

Категория «Нефтегазовые активы» в основном включает скважины, установки подготовки нефти и иные соответствующие активы.

Категория «Не нефтегазовые активы» в основном включает здания, транспортные средства, машины, оборудование и прочие активы.

Товарищество рассчитывает износ, истощение и амортизацию нефтегазового имущества используя метод начисления износа по выработке продукции. Ставка износа рассчитывается посредством деления неамортизированных затрат доказанного нефтегазового имущества на сумму рассчитанных доказанных разработанных запасов. Данная ставка истощения применяется к физическим единицам нефти и газа, добытых в течение соответствующего периода. Неамортизированные затраты доказанного нефтегазового имущества включают все капитализированные затраты, кроме активов находящихся на стадии строительства, за вычетом накопленной амортизации.

Темпы истощения рабочих нефтегазовых активов составили 6,18% и 6,76 % в 2008 и 2007 гг. соответственно. Неамортизированная часть доказанных нефтегазовых активов включает всю капитализированную стоимость за вычетом накопленной амортизации.

Товарищество привлекло независимых инженеров – нефтяников для проведения оценки запасов на 1 июля 2008 г. Износ был рассчитан с использованием метода начисления износа по выработке продукции на основании этих оценок запасов.

Отчисления по износу в размере 8 269 тыс. долл. США были отнесены на расходы по износу и амортизации за 2008 г. за вычетом 224 тыс. долл. США, которые представляют собой эффект капитализации амортизации как части запасов сырой нефти (2007: 6191 тыс. долл. США и 65 тыс. долл. США, соответственно).

Поступления основных средств в течение периода по 31 декабря 2008 г. включало активы, работы и услуги, еще не оплаченные, в сумме 21 606 тыс. долл. США (в 2007: 19 077 тыс. долл. США).

Расходы по займам Товарищества, включая амортизацию платы за предоставление кредита, составили 31 558 тыс. долл. США и 19 414 тыс. долл. США за периоды по 31 декабря 2008 г. и 2007 г. по средним ставкам процента 8,6% и 13% соответственно. За те же периоды, Товарищество капитализировало расходы по займам в сумме 19640 тыс. долл. США и 12 960 тыс. долл. США, соответственно.

5. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

На 31 декабря торговая дебиторская задолженность была выражена в долларах США и представляла собой задолженность со сроком менее 30 дней и не была ухудшена.

6. ПРЕДОПЛАТА И ПРОЧИЕ ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ

На 31 декабря предоплата и прочие оборотные средства составляли:

В тыс. долл. США	2008	2007
НДС к получению	20 606	11 561
Выплаченные авансы	2 104	1 644
Средства к получению по контракту на хеджирование	2 613	—
Предоплата компании Probel Capital Management B.V.	1 620	—
Прочее	1 138	1 146
	<u>28 081</u>	<u>14 351</u>

Выплаченные авансы состоят в основном из предоплаты поставщикам услуг.

7. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

В тыс. долл. США	2008	2007
Текущие счета в долларах США	7 345	6 019
Текущие счета в тенге	4 222	1 341
Кассовые счета в других валютах	320	—
	<u>11 887</u>	<u>7 360</u>

По текущим счетам проценты не начислялись.

В дополнение к этому у Товарищества есть денежные средства, ограниченные к использованию, представляющие залоги Товарищества по Кредитному договору с BNP Paribas (Прим. 9) 19 078 тыс. долл. США и контракт на бурение на сумму 2 000 тыс. долл. США.

8. УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ

Уставный капитал Zhaikmunai L.P. состоит из Простых долей, которые представляют собой долю участия в отношении всех интересов партнера с ограниченной ответственностью в Zhaikmunai L.P. и доли Генерального партнера. На каждом общем собрании каждый держатель Простых долей будет иметь один голос для каждой Простой доли, держателем которой он или она является. Согласно Соглашению о партнерстве, распределения партнерам с ограниченной ответственностью будут производиться либо как определяется Генеральным партнером по его единоличному усмотрению или согласно решению большинства партнеров с ограниченной ответственностью, при условии, что такая сумма не превосходит сумму, рекомендованную Генеральным партнером. Любые распределения для ограниченных партнеров Zhaikmunai L.P. будут производиться пропорционально их соответствующей доли участия в Zhaikmunai L.P., и будут выплачиваться только зарегистрированным держателям Простых долей. В периоды, закончившиеся 31 декабря 2008 и 2007 гг. не было заявлено никаких распределений.

Затраты на выпуск и регистрацию ГДР составили 7928 тыс. долл. США.

9. ЗАЙМЫ

На 31 декабря займы, включая начисленное вознаграждение, представлены следующим образом:

В тыс. долл. США	2008		2007	
	Текущие	Долгосрочные	Текущие	Долгосрочные
Кредитная линия «Банка ТуранАлем»	—	—	38 793	203 982
Заем Blavin Holdings Limited.....	—	—	6 728	—
Кредитная линия BNP Paribas.....	365 439	—	—	—
	365 439	—	45 521	203 982

Кредитное соглашение с BNP Paribas

12 декабря 2007 г. Товарищество заключило кредитный договор с преимущественным правом требования на сумму 550 млн. долл. США между BNP Paribas (Suisse) S.A. (“Кредитный договор BNP Paribas”), в качестве кредитного агента, Товариществом в качестве заемщика и Zhaikmunai L.P. в качестве поручителя L.P.. 7 марта 2008 г. Товарищество сняло приблизительно 291 млн. долл. США для цели (среди прочего) полного рефинансирования кредитной линии БТА и полного рефинансирования займа от Blavin. Товарищество использовало дальнейшие поступления от кредитной линии BNP Paribas для финансирования строительства установки подготовки газа и иным образом для разработки месторождения. Первоначально Кредитный договор BNP Paribas подразумевал три транша по 200 млн. долл. США, 200 млн. долл. США и 150 млн. долл. США. Снятия свыше 450 млн. долл. США подчиняются определенным условиям, связанным с синдицированием банком BNP Paribas, которые не были удовлетворены на дату настоящей публикации. На 31 декабря 2008 г. Товарищество сняло 381 млн. долл. США.

Ставка процента по невыплаченным суммам по каждому траншу составит ставку LIBOR плюс обязательную стоимость плюс, по траншу 1 - маржу 3%, по траншу 2 – маржу 4% и по траншу 3 - маржу 5%.

Общая сумма невыплаченного остатка подлежит оплате в соответствии с графиком, с уменьшением общих обязательств до 0 к 31 декабря 2014 г. В дополнение к этому, кредитная линия BNP Paribas подлежит обязательному досрочному погашению, в той степени, в которой будут получены поступления от каких-либо существенных реализаций, новых выпусков облигаций и свипа денежных средств в размере 50% полученного Товариществом дохода (сверх 25 млн. долл. США). Товарищество также имеет право добровольно досрочно погасить оставшиеся суммы. От Товарищества требуется предоставлять стандартные представления и гарантии, периодически повторяемые и поддерживать на определенном уровне финансовые показатели, относящиеся к прибыльности.

Товарищество поддерживает программу хеджирования, по которой оно хеджирует минимальную цену сырой нефти Brent 70 долл. США/барр для, по меньшей мере, 25% от первоначальной динамики добычи, как оценено BNP Paribas, для СВ и 3 Турнейских горизонтов в период с 2008 по 2013. От Товарищества дополнительно требуется поддерживать и перечислять деньги на резервный счет обслуживания долга с остатком равным, как минимум, 5% от непогашенной суммы по кредитной линии BNP Paribas. И, наконец, от Товарищества требуется поддерживать годовичные контракты на продажу нефти и газа (продажи газа начнутся в 2010 г.) с покупателями, требуемые для покупки 80% общей добычи и 100% добычи на экспорт. Обязательства Товарищества по кредитной линии BNP Paribas гарантируются различными формами обеспечения, включая (i) залог 100% доли участия в Товариществе; (ii) залоги своих банковских счетов; (iii) переуступку прав по соглашениям о покупке УВ; (iv) переуступку всех гарантий или обязательств исполнения, выпущенных в связи с контрактом с КСС на строительство установки подготовки газа; (v) переуступку страхового пособия существующих и будущих страховых полисов Товарищества. Средства Товарищества, ограниченные к использованию, по условиям Кредитного договора с BNP составили 19 078 тыс. долл. США на 31 декабря 2008 г. (Примечание 7).

В результате более низкой прибыли до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации 31 декабря 2008 г. Товарищество нарушило договоренности, связанные с отношениями его прибыли до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации, к выплате расходов на проценты и сумме общей задолженности. Вследствие этого, BNP Paribas, согласно кредитному соглашению, подтвердил Товариществу, что не будет распределять остаток в размере 69 млн. долл. США. Однако, Товарищество считает, что BNP Paribas не потребует досрочно погасить кредит в результате данного нарушения. Товарищество также в настоящее время работает с BNP Paribas, ЕБРР и другими финансовыми учреждениями с целью обеспечить

альтернативное финансирование в сумме 300 млн. долл. США для финансирования программы капитальных затрат Товарищества (Примечание 2).

В тыс. долл. США	2008	2007
Основная сумма долга на 31 декабря	381 677	—
Комиссионные BNPP за организацию кредитной линии	(19 943)	—
Амортизация комиссии за организацию кредита	3 705	—
	365 439	—

10. ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ЛИКВИДАЦИИ И ВОССТАНОВЛЕНИЮ УЧАСТКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Изменения в обязательствах по ликвидации и восстановлению участков в течение лет, закончившихся 31 декабря, представлены следующим образом:

В тыс. долл. США	2008	2007
Обязательства по ликвидации и восстановлению участков на 1 января.....	1 299	1 214
Увеличение скидки	271	102
Дополнительный резерв	271	410
Изменение в расчетах	1 570	(427)
	3 411	1 299

Долгосрочные ставки инфляции и дисконта, использованные для определения обязательств по ликвидации и восстановлению участков месторождения на 31 декабря 2008 г. составили 5,0% и 9,4% соответственно (в 2007: 5,0% и 13%).

11. ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПЕРЕД ПРАВИТЕЛЬСТВОМ

Задолженность перед Правительством Республики Казахстан была учтена в финансовой отчетности для отражения текущего размера расходов, понесенных Правительством в течение периода до подписания Контракта, которые были связаны с разведкой контрактной территории и строительством наземных объектов на открытых на ней месторождениях, и которые должны быть возмещены Товариществом Правительству Казахстана в течение периода добычи.

Выплата данного обязательства началась в 2008 г. с первого платежа 1 030 тыс. долл. США в марте 2008 г. и с дальнейшими платежами равными квартальными долями 258 тыс. долл. США до 26 мая 2031 г. Обязательство дисконтировано по ставке 13%.

Общая сумма обязательства по задолженности перед Правительством Казахстана, как оговорено в Контракте, составляет 25 000 тыс. долл. США. Ниже приведен остаток на 31 декабря и изменение сумм, причитающихся Правительству Казахстана:

В тыс. долл. США	2008	2007
Задолженность перед Правительством Казахстана на 1 января	8 379	8 094
Увеличение скидки	1 044	964
Пересмотр контрактного обязательства	—	(679)
Выплачено в течение года	(2 062)	—
	7 361	8 379
За вычетом: текущей части задолженности перед Правительством	(1 031)	(2 062)
Задолженность перед Правительством	6 330	6 317

12. КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

В тыс. долл. США	2008	2007
Кредиторская задолженность в тенге	41 679	19 065
Кредиторская задолженность в долларах США	18 617	16 489
Кредиторская задолженность в других валютах	657	512
	60 953	36 066

13. ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

В тыс. долл. США	2008	2007
Начисленные налоги кроме КППН.....	1 950	2 892
Начисление на обучение.....	3 049	1 687
План опциона акций (Прим. 20)	516	—
К выплате работникам	491	270
Прочие.....	1 127	639
	<u>7 133</u>	<u>5 488</u>

14. СТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ

В тыс. долл. США	2008	2007
Износ и амортизация.....	7 883	6 126
Затраты на КРС.....	6 355	7 103
Роялти.....	5 705	5 265
Ремонт, техобслуживание и прочие услуги	5 149	4 453
Зарплата и соответствующие налоги.....	4 661	3 048
Материалы и запасы.....	3 855	2 800
Аренда и эксплуатация установок сепарации нефти	2 926	2 678
Налоги на загрязнение окружающей среды.....	2 752	913
Услуги менеджмента	1 771	1 957
Прочие транспортные услуги.....	1 681	1 243
Доля Правительства	1 125	994
Прочее	747	821
	<u>44 610</u>	<u>37 401</u>

15. РАСХОДЫ НА РЕАЛИЗАЦИЮ И ТРАНСПОРТИРОВКУ НЕФТИ

В тыс. долл. США	2008	2007
Налог на экспорт нефти	15 086	—
Затраты на перевозку нефти на ж/д терминал	4 985	4 236
Затраты на налив и хранение нефти	2 835	1 621
Прочие.....	1 306	936
	<u>24 212</u>	<u>6 793</u>

В 2008 г. Казахстан ввел налог на экспорт нефти для основных нефтедобывающих компаний в Республике Казахстан. В 2009 г. Товарищество не будет облагаться налогом на экспорт нефти.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

За период по 31 декабря 2008 г.

16. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

В тыс. долл. США	2008	2007
Услуги менеджмента	5 385	3 082
Профессиональные услуги	4 612	1 978
Заработная плата и соответствующие налоги	2 956	2 187
Обучение	2 501	1 698
Комиссии банка	588	1 298
План опциона акций (Прим. 20)	516	—
Спонсорская помощь	346	314
Связь	395	298
Социальная программа	300	255
Страховой сбор	724	211
Материалы и запасы	163	197
Платежи по аренде	268	187
Командировки	352	155
Прочие налоги	418	4
Прочие	775	678
	20 299	12 542

17. ЗАТРАТЫ НА ФИНАНСИРОВАНИЕ, В ЧИСТОМ ВЫРАЖЕНИИ

В тыс. долл. США	2008	2007
Расходы на выплату процентов	10 151	6 454
Амортизация комиссии за организацию синдицированного займа	1 330	—
Пересмотр контрактного обязательства перед Правительством (Прим. 11)	—	(679)
Комиссия за обязательство по договору синдицированного займа	437	—
Увеличение скидки по обязательствам по ликвидации и восстановлению площадок	261	102
Увеличение скидки по Доле Правительства	992	964
	13 171	6 841

18. РАСХОДЫ ПО НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ

Резерв по налогу на прибыль состоит из следующего:

В тыс. долл. США	2008	2007
Расходы по налогу на прибыль включают:		
— текущие расходы по налогу на прибыль	4 193	6 382
— расходы по отсроченному налогу на прибыль	30 995	9 268
Итого расходы по налогу на прибыль	35 188	15 650

Прибыль Группы оценивается только для налогов на прибыль в Республике Казахстан. Ниже приведена сверка расходов по налогу на прибыль, применимому к прибыли до налога на прибыль по нормативной ставке налога на прибыль в Казахстане, применимому к лицензии, в размере 30% с текущими расходами по налогу на прибыль, как указано в консолидированной финансовой отчетности Группы по состоянию на 31 декабря дала следующие результаты:

В тыс. долл. США	2008	2007
Прибыль до налога на прибыль	98 666	51 980
Нормативная ставка налога на прибыль	30%	30%
Ожидаемый резерв для уплаты налога	29 600	15 594
Процентные расходы по займам, не относимые на вычеты	4 686	2 565
Корректировки текущего налога на прибыль за прошлый год	(1 116)	(2 128)
Убыток/(прибыль) от курсовой разницы	460	(1 875)

Разница, возникающая по обязательству по ликвидации скважин и восстановлению участка и задолженности перед Правительством.....	263	83
Прочие невычитаемые расходы.....	1 295	1 411
Расходы по налогу на прибыль, приведенные в прилагаемой консолидированной финансовой отчетности.....	35 188	15 650

Сальдо по отсроченному налогу, рассчитанному путем применения официально установленной в Казахстане ставки налога, действующей на соответствующие отчетные даты, к временным разницам между налогом и суммами, указанными в консолидированной финансовой отчетности. По состоянию на 31 декабря оно составляет:

В тыс. долл. США	2008	2007
Отсроченный налоговый актив:		
Кредиторская задолженность и резервы.....	1 413	610
	1 413	610
Отсроченное налоговое обязательство:		
Товарно-материальные запасы сырой нефти.....	(551)	(216)
Контракт на хеджирование по справедливой стоимости.....	(18 877)	—
Основные средства.....	(38 925)	(26 585)
Обязательство по отсроченному налогу, чистая сумма.....	(56 940)	(26 191)

На 31 декабря изменения в обязательствах по отсроченному налогу представлены следующим образом:

В тыс. долл. США	2008	2007
Сальдо на 1 января,.....	(26 191)	(15 867)
Отчисление / (льгота) в резерв переоценки текущего года.....	246	(1 056)
Отчисление в отчет о прибылях текущего года.....	(30 995)	(9 268)
Сальдо на 31 декабря,.....	(56 940)	(26 191)

19. ХЕДЖИРОВАНИЕ ПРОДАЖ НЕФТИ НА ЭКСПОРТ

В соответствии с условиями кредитной линии BNP Paribas, Товарищество заключило контракт на хеджирование по нулевой стоимости с покрытием продаж нефти на экспорт с начала марта 2008 г. по декабрь 2013 г.

Год	Объем в баррелях (‘барр.’) в месяц
2008	96 769
2009	107 639
2010	99 461
2011	96 956
2012	60 493
2013	48 384

Контракт на хеджирование оговаривает, что на дату оплаты либо

- (a) если Плавающая сумма, определенная в отношении предшествующего Расчетного периода – положительная, то Товарищество получит такую Плавающую сумму от BNP Paribas; либо
- (b) если Плавающая сумма, определенная в отношении предшествующего Расчетного периода – отрицательная, то BNP Paribas получит абсолютное значение такой Плавающей суммы от Товарищества.

Плавающая сумма определяется следующим образом: Плавающая сумма = % [А-В]*Объем, где А и В означают следующее:

- (a) в Расчетный период с марта 2008 г. включительно по декабрь 2009 г. включительно:

$A = \max. (0; 70 - \text{плавающая цена})$; и

$B = \max. (0; \text{плавающая цена} - 123)$.

(b) в Расчетный период с января 2010 г. включительно по декабрь 2013 г. включительно:

$A = (70 - \text{плавающая цена})$,

$B = \min. (0; 79 - \text{плавающая цена})$.

Плавающая цена является средним арифметическим цен фактической продажи за баррель сырой нефти Brent в каждый торговый день в расчетный период, по 1PE для первого соседнего фьючерсного контракта сырой нефти Brent на бирже ICE.

Прибыли и убытки по контракту хеджирования, которые не подлежат учету хеджирования, заносятся напрямую в прибыль или убыток.

В тыс. долл. США	2008	2007
Реализованная прибыль от хеджирования	1 596	—
Нереализованная прибыль от хеджирования	63 184	—
Прибыль от контракта на хеджирование	64 780	—
Нереализованная прибыль от хеджирования	63 184	—
Курсовая разница	(261)	—
Контракт на хеджирование по справедливой стоимости	62 923	—

20. СДЕЛКИ С СОБСТВЕННЫМ КАПИТАЛОМ

Сотрудники (включая высших руководителей и директоров) компаний-участников Группы получают вознаграждение в форме сделок с оплатой, основанной на акциях, при которых сотрудники оказывают услуги в качестве вознаграждения за права на прирост стоимости акций, и которые могут совершаться только с наличным расчетом ('сделки с наличным расчетом').

Затраты на компенсацию сотрудникам по сделкам с наличным расчетом на основе акций учитываются первоначально по справедливой стоимости на дату осуществления с использованием биномиального распределения. Данная справедливая стоимость списывается в расход в течение периода до вручения с признанием соответствующего обязательства. Данное обязательство переучитывается в каждую отчетную дату вплоть до даты расчета (включая такую дату) с изменениями в справедливой стоимости, признаваемыми в отчете о прибылях или убытках.

Расходы, признанные за оказанные работниками в течение года услуги, отражены в следующей таблице:

В тыс. долл. США	2008	2007
Расходы, возникшие из выплат по сделкам с наличным расчетом на основе акций	516	—

План выплат, основанных на акциях, описан ниже. В течение 2008 г. не было каких-либо отмен или модификаций в отношении каких-либо планов.

27 марта 2008 г. 2 500 000 прав на прирост стоимости акций (ППСА) были переданы старшим сотрудникам и директорам компаний-участников Группы с возможностью расчета исключительно в наличной форме. В общем случае, они наделяют правами на период в течение пяти лет с даты предоставления, таким образом, что одна пятая часть предоставленных ППСА вступает в действие в каждую из пяти годовщин с даты предоставления. Срок действия данных ППСА по контракту составляет десять лет. Справедливая стоимость ППСА учитывается в дату предоставления с использованием модели определения цены биномиального опциона, с учетом сроков и условий, по которым были предоставлены инструменты. ППСА осуществимы в любое время после предоставления до конца срока действия контракта и дают его держателю право на разницу между рыночной стоимостью ГДР Группы на дату осуществления и стоимости во время первоначального публичного предложения ГДР, которая составляет 10 долл. США. Полученные услуги и обязательство оплаты за эти услуги признаются в течение ожидаемого периода вручения. До тех пор, пока обязательство не исполнено, оно переучитывается в каждую отчетную дату с изменениями в справедливой стоимости, признаваемыми в прибылях и убытках как часть расходов на вознаграждение работникам, возникающим из сделок с оплатой, основанной на акциях.

Балансовая стоимость обязательства в отношении ППСА на 31 декабря 2008 г. составляет 516 тыс. долл. США (2007 г.: ноль). Никакие ППСА не были удовлетворены на 31 декабря 2008 г. (2007 г.: ноль).

Следующая таблица иллюстрирует количество (No.), цены исполнения (ЦИ) и движение каких-либо опционов на акции в течение года:

	31 декабря 2008 г.		31 декабря 2007 г.	
	No.	ЦИ, долл. США	No.	ЦИ, долл. США
Не исполнено на начало периода.....	—	—	—	—
Предоставлено	2 500 000	10	—	—
Исполнено	—	—	—	—
Не исполнено на конец периода	2 500 000	10	—	—
Может быть исполнено на конец периода	—	—	—	—

В следующей таблице перечислены входящие данные для моделей, использованные в плане на год, закончившийся 31 декабря 2008 г:

Коэффициент дивиденда на акцию (%).....	0
Ожидаемая волатильность (%).....	87
Безрисковая ставка процента (%)	3,2
Ожидаемый срок (лет)	7,2
Оборот опциона (%).....	10
Фактор цены	2

Ожидаемый срок действия опционов основан на исторических данных и не обязательно указывает на варианты исполнения, которые могут применяться. Ожидаемая волатильность отражает предположение, что историческая волатильность указывает на тренды в будущем, что также может и не случится в реальности.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

За период по 31 декабря 2008 г.

21. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Для целей данной финансовой отчетности сделки со связанными сторонами включают, в основном, сделки между Группой и участниками и/или их дочерними предприятиями или ассоциированными организациями.

Далее приводятся сальдо по сделкам со связанными сторонами на дату составления баланса в соответствующие годы.

Дебиторская задолженность связанных сторон на 31 декабря представлена следующим образом:

В тыс. долл. США	2008	2007
Дебиторская задолженность и авансы		
Probel Capital Management N.V.	1 620	—
Итого.....	1 620	—

Кредиторская задолженность связанным сторонам на 31 декабря представлена следующим образом:

В тыс. долл. США	2008	2007
Кредиторская задолженность		
Amersham Oil LL.P.	108	81
Probel Capital Management B.V.....	163	190
Итого.....	271	271

В течение периода, закончившегося 31 декабря 2008 г., Группа имела различные сделки со связанными сторонами:

В тыс. долл. США	2008	2007
Услуги менеджмента и консультационные услуги		
Amersham Oil LL.P.	1 245	965
Probel Capital Management B.V.....	5 987	4 121
Итого.....	7 232	5 086

Услуги менеджмента оплачиваются в соответствии с Соглашением о техническом содействии, подписанным между Товариществом, Amersham Oil LL.P. и Probel Capital Management BV и включают геологические, геофизические, буровые, научные, технические и другие консультационные услуги.

Ежегодное вознаграждение четырем ключевым руководящим работникам составило 238 тыс. долл. США за 2008 год (в 2007 году: четырем работникам, 199 тысяч долларов США). Прочие ключевые руководители были наняты и оплачены компаниями Amersham Oil LL.P., Frans Van Der Schoot B.V. и Probel Capital Management, и их вознаграждение составляет часть оплат за услуги менеджмента и консультационные услуги, упомянутые выше.

Все связанные стороны являются компаниями, которые косвенно контролирует Фрэнк Монстрей.

22. НЕПРЕДВИДЕННЫЕ ОБСТОЯТЕЛЬСТВА, ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ

Условия ведения деятельности

Республика Казахстан продолжает осуществлять экономические реформы и разработку своей законодательной, налоговой и нормативной базы, как того требуют условия рыночной экономики. Будущая стабильность казахстанской экономики в большой степени зависит от этих реформ и разработок и эффективности экономических, финансовых и монетарных мер, предпринятых правительством.

Казахстанская экономика чувствительна к спаду деловой активности и снижению темпов экономического развития в мире. Продолжающийся мировой финансовый кризис вызвал нестабильность рынка капитала и цен на сырьевые товары, существенное ухудшение ликвидности в банковском секторе и более жесткие условия предоставления кредита в Казахстане. В связи с этим казахстанское правительство ввело ряд стабилизационных мер, направленных на поддержание ликвидности и обеспечение рефинансирования задолженности для казахстанских банков и компаний.

Хотя руководство уверено в том, что оно предпринимает соответствующие меры для поддержки устойчивости деятельности Товарищества в существующих условиях, непредвиденное дальнейшее ухудшение в описанных выше сферах, может оказать отрицательное влияние на финансовые результаты и финансовое положение Товарищества способом, который в настоящее время не поддается определению.

Судебные процессы и иски

В ходе осуществления обычной деятельности Товарищество является объектом различных судебных процессов и исков. Руководство считает, что конечное обязательство, если такое будет иметь место, связанное с такими процессами или исками, не окажет значительного отрицательного влияния ни на консолидированное финансовое положение, ни на консолидированные результаты работы Товарищества в будущем.

Товарищество оценивает степень вероятности возникновения существенных обязательств с учетом конкретных обстоятельств и отражает соответствующий резерв в своей консолидированной финансовой отчетности только в тех случаях, когда существует вероятность того, что события, ведущие к возникновению обязательства, фактически будут иметь место, а сумма соответствующего обязательства может быть обоснованно определена. В данной консолидированной финансовой отчетности не было отражено никаких резервов ни по одному из вышеупомянутых потенциальных обязательств.

Налогообложение

Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов, весьма сурова. Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Республики Казахстан, умноженной на 2,5. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы любых начисляемых налогов. Финансовые периоды остаются открытыми для проверки налоговыми органами в течение пяти календарных лет, предшествующих году, в котором проводится проверка. При определенных обстоятельствах проверки могут охватывать более длительные периоды. Ввиду неопределенности, присущей казахстанской системе налогообложения, окончательная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящее время и начисленную на 31 декабря 2009 года. Руководство считает, что на 31 декабря 2009 года его толкование применимого законодательства является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по налогам будет подтверждена.

Ликвидация скважин и восстановление участка (вывод из эксплуатации)

Так как казахстанские законы касательно восстановления участков и ликвидации скважин постоянно развиваются, Группа в будущем может понести затраты, размер которых невозможно определить в настоящее время. В отношении таких затрат, когда они будут известны, будут созданы резервы, по мере получения новой информации, развития законодательства и оценок.

Вопросы охраны окружающей среды

Товарищество также может понести потенциальные убытки в результате претензий со стороны региональных природоохранных органов, которые могут возникнуть в отношении прошлых периодов освоения месторождений, разрабатываемых Товариществом в настоящее время. По мере развития казахстанского законодательства и нормативных актов, регулирующих платежи за загрязнение окружающей среды и восстановительные работы, Товарищество в будущем может понести затраты, размер которых невозможно определить в настоящее время, ввиду влияния таких факторов, как неясность в отношении определения сторон, несущих ответственность за такие затраты, и оценка Правительством Республики Казахстан возможностей вовлеченных сторон по оплате затрат на восстановление окружающей среды. Однако существует возможность того, что в случае неблагоприятного исхода потенциальные претензии или штрафы

со стороны казахстанских контрольных органов могут оказать существенное влияние на будущие результаты деятельности Группы или на движение денежных средств в какой-либо из отчетных периодов.

Инвестиционные обязательства

На 31 декабря 2008 г. у Товарищества имелись инвестиционные обязательства в сумме 247 237 тыс. долл. США (2007 г.: 186 148 тыс. долл. США).

Операционная аренда

Товарищество заключило договор аренды с возможностью отмены на основной административный офис в Уральске в октябре 2007 года на срок в 20 лет за 15 тысяч долларов США в месяц.

Обязательство социального характера и обязательства по обучению

В соответствии с требованиями Контракта с Правительством, Товарищество обязано израсходовать: (i) 300 тысяч долларов США в год на финансирование социальной инфраструктуры и (ii) один процент от капитальных затрат, понесенных в течение года на обучение граждан Казахстана, данные расходы несутся на ежегодной основе до окончания действия Контракта.

23. ЗАДАЧИ И ПОЛИТИКИ ПО УПРАВЛЕНИЮ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые обязательства Товарищества включают займы в банках, задолженность перед правительством Казахстана, кредиторская задолженность и прочие текущие обязательства. Основным назначением данных финансовых обязательств является финансирование разработки Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения и работ на нем. Финансовые активы Группы состоят из торговой и прочей дебиторской задолженности, денежной наличности и ее эквивалентов.

Основные риски, возникающие из финансовых инструментов Товарищества это риск, связанный со ставкой вознаграждения, риск, связанный с обменом иностранной валюты, риск ликвидности, риск, связанный с ценами на сырьевые товары и риск неплатежа по кредиту. Руководство Товарищества рассматривает и согласовывает политики управления каждым из этих рисков, которые вкратце изложены ниже.

Риск, связанный со ставкой вознаграждения

Подверженность Группы риску изменения ставок вознаграждения на рынке относится в основном к долгосрочным долговым обязательствам Товарищества с плавающей ставкой процента.

Товарищество не подвергалось риску изменения ставок вознаграждения в 2007 г., поскольку проценты по его займам были фиксированными в течение всего срока таких займов.

Следующая таблица демонстрирует чувствительность к достаточно возможному изменению процентных ставок, со всеми прочими факторами, удерживаемыми на фиксированном уровне, прибыли Товарищества до вычета налога из-за влияния займов с плавающей ставкой.

Увеличение/уменьшение процентной ставки В тыс. долл. США	Влияние на прибыль до вычета налога за период по 31 декабря 2008 г.	Влияние на прибыль до вычета налога за период по 31 декабря 2007 г.
+1,5%	(4 921)	—
-1,5%	4 921	—

Риск, связанный с обменом иностранной валюты

Поскольку значительная часть работ Группы выражена в казахстанских тенге, движения обменного курса долл. США / Тенге могут оказать значительное влияние на балансовый отчет Группы. Группа снижает влияние валютного риска посредством займов в долл. США и выражением доходов от реализации в долл. США.

Следующая таблица демонстрирует чувствительность к достаточно возможному изменению обменного курса долл. США, со всеми прочими факторами, удерживаемыми на фиксированном уровне, прибыли Группы до вычета налога (в связи с изменениями в справедливой стоимости денежных активов и обязательств).

	Изменение в обменном курсе тенге/долл. США	Влияние на прибыль до вычета налога
2008		
Тыс. долл. США.....	+25%	(65 715)
Тыс. долл. США.....	+40%	(105 144)
2007		
Тыс. долл. США	+5%	(6 934)
Тыс. долл. США	-5%	6 934

Риск ликвидности

Риск ликвидности - это риск того, что Товарищество может испытать трудности при привлечении средств, необходимых для удовлетворения всех требований по ее финансовым обязательствам. Риск ликвидности может возникнуть в результате неспособности быстро реализовать финансовый актив по стоимости, близкой к его справедливой стоимости.

Требования по достаточному уровню ликвидности отслеживаются на регулярной основе, и руководство обеспечивает наличие достаточных средств для удовлетворения всех требований по мере их возникновения.

Нижеприведенная таблица дает обзор сроков наступления платежей по финансовым обязательствам Товарищества по состоянию на 31 декабря 2008 г. на основании недисконтированной оплаты по контрактам:

За период по 31 декабря 2008 г.	До востребования	Менее 3 мес.	3- 12 мес.	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы						381 677
	381 677	—	—	—	—	677
Кредиторская задолженность по торговым операциям	60 028	—	—	—	—	60 028
Прочие текущие обязательства	5 906	—	—	—	—	5 906
Причисляется правительству Казахстана.....	—	258	773	4 124	17 784	22 939
	447 611	258	773	4 124	17 784	550
За период по 31 декабря 2007 г.	До востребования	Менее 3 мес.	3- 12 мес.	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы.....				203		249
	—	3 061	42 460	982	—	503
Кредиторская задолженность по торговым операциям .	30 431	—	5 309	—	—	35 740
Прочие текущие обязательства	5 036	—	—	—	—	5 036
Причисляется правительству Казахстана.....	—	1 288	774	4 124	18	25 000
	35 467	4 349	48 543	208106	814	315279

Как обсуждалось в Прим. 9, Товарищество полагает, что BNP Paribas не потребует досрочно погасить остаток займа в 381 677 тыс. долл. США в течение 2009 г., и сейчас добивается получения отказа от BNP Paribas в данном отношении.

Риск, связанный с ценами на сырьевые товары

Товарищество подвержено влиянию колебаний цен на сырую нефть, цены на которую устанавливаются в долл. США на мировых рынках. Товарищество подготавливает годовые бюджеты и периодические прогнозы, включая анализ чувствительности в отношении различных уровней цен на сырую нефть в будущем.

Товарищество не хеджирует свой риск, связанный с колебаниями цен на сырую нефть, за исключением мероприятий по хеджированию, описанных в Примечании 19. На 31 декабря 2008 г. движение в цене нефти 1

долл. США/барр. произвело воздействие в 2 млн. долл. США на справедливую стоимость контракта на хеджирование.

Кредитный риск

Финансовые инструменты, которые потенциально подвергают Товарищество влиянию кредитного риска, включают, преимущественно, дебиторскую задолженность и денежные средства в банке. Максимальная подверженность кредитному риску представлена балансовой стоимостью каждого финансового актива. Товарищество считает, что его максимальная подверженность риску отражается суммой торговой дебиторской задолженности и авансов.

Товарищество размещает свои денежные средства в Банке Туран Алем, кредитный рейтинг которого составляет ВВ (отрицательный) и BNP Paribas с относительным кредитным рейтингом АА (отрицательный) по долгосрочным депозитам в долл. США от рейтингового агентства Standard and Poog в периоде, закончившемся 31 декабря 2008 г. Товарищество не выступает гарантом по обязательствам других сторон.

Товарищество продает нефть и производит авансовые платежи только признанным, кредитоспособным третьим сторонам. В дополнение к этому, сальдо по дебиторской задолженности постоянно контролируется с тем результатом, что подверженность Товарищества безнадёжным долгам и вероятность взыскания авансовых платежей незначительны и поэтому риск неуплаты задолженности по кредиту низкий.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость определяется как сумма, по которой инструмент может быть обменян в текущей операции между осведомленными сторонами на коммерческих условиях, за исключением ситуаций с вынужденной реализацией или реализацией при ликвидации. Так как для большинства финансовых инструментов Товарищества отсутствуют готовые рынки, при оценке справедливой стоимости необходимо использовать суждения на основе текущих экономических условий и конкретных рисках, присущих инструменту.

Руководство считает, что балансовая стоимость финансовых активов и обязательств Товарищества, состоящих из денег и эквивалентов денег, торговой дебиторской задолженности и авансов, торговой и прочей кредиторской задолженности и обязательств по долговым инструментам отличается незначительно от их справедливой стоимости на 31 декабря 2008 и 2007 года.

24. ПОСЛЕДУЮЩИЕ СОБЫТИЯ

4 февраля 2009 г. Казахстанский Тенге (“KZT”) был девальвирован по отношению к долл. США и прочим основным валютам. Обменные курсы до и после девальвации составляли 120 тенге/долл. США и 150 тенге/долл. США, соответственно.

20 марта 2009 г. Товарищество заключило поправку к своему договору хеджирования продажи нефти на экспорт с BNP Paribas, по которой минимальная цена сырой нефти Brent была установлена на уровне 50 долл. США/барр., как минимум для 25% первоначального объема добычи с СВ и 3 Турнейских горизонтов на период с марта 2009 г. по июнь 2010 г. Поправка к контракту привела к оплате наличными Товариществу в размере 40 500 тыс. долл. США.

**Jubilata Investments Limited,
Claydon Industrial Limited и его дочерние предприятия
ТОО «Конденсат Холдинг» и ТОО «Жаикмунай»**

Сводная финансовая отчетность

31 декабря 2007

ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ

Совету Директоров и Участникам Zhaikmunai L.P.:

Мы провели аудит прилагающейся сводной финансовой отчетности специального назначения для Claydon Industrial Limited и Jubilata Investments Limited и их дочерних предприятий ТОО «Конденсат Холдинг» и ТОО «Жаикмунай» (вместе именуемые "Совместная группа"), которые включают в себя сводный бухгалтерский баланс по состоянию на 31 декабря 2007 г. и сводный отчет о прибылях и убытках, сводную отчетность об изменениях в капитале и сводную отчетность о потоках денежных средств за прошедший год и основного содержания значимых учетных политик и прочих пояснительных записок (далее "сводная финансовая отчетность специального назначения").

Ответственность руководства за сводную финансовую отчетность специального назначения

Руководство несет ответственность за подготовку и достоверное представление сводной финансовой отчетности специального назначения в соответствии с основаниями для подготовки, описанными в Приложении 2. Данная ответственность включает в себя: разработку, внедрение и осуществление внутреннего контроля за подготовкой и достоверным представлением сводной финансовой отчетности специального назначения, не содержащей существенных искажений, вне зависимости от того связаны ли они с мошенничеством или произошли по ошибке; выбор и применение надлежащих учетных политик; и составление учетных оценок, приемлемых в данных обстоятельствах.

Ответственность аудиторов

В наши обязанности входит предоставление заключения по данной сводной финансовой отчетности специального назначения на основании проведенного аудита. Мы провели аудит в соответствии с Международными аудиторскими стандартами. Данные стандарты требуют, чтобы мы соответствовали требованиям этики и планировали и проводили аудит таким образом, чтобы получить достаточную уверенность в том, что сводный финансовый отчет специального назначения не содержат существенных ошибок.

Аудит предполагает выполнение процедур для получения аудиторских доказательств касательно сумм и информации в сводной финансовой отчетности специального назначения. Выбранные процедуры зависят от решения аудиторов, включая оценку рисков возникновения существенных искажений в сводной финансовой отчетности специального назначения, вне зависимости от того, связаны ли они с мошенничеством или произошли по ошибке. При выполнении указанных оценок риска, аудитор рассматривает, как в организации осуществляется внутренний контроль за подготовкой и достоверным представлением сводной финансовой отчетности специального назначения, для того, чтобы разработать процедуры аудита, приемлемые в данных обстоятельствах, а не для того, чтобы выразить свое мнение об эффективности внутреннего контроля в организации. Аудит также включает оценку пригодности используемых учетных политик и обоснованность учетных оценок руководства, а также оценку общего представления сводной финансовой отчетности специального назначения.

Мы считаем, что полученные нами аудиторские доказательства достаточны и пригодны для того, чтобы служить основой для нашего аудиторского заключения.

Заключение

По нашему мнению, сводная финансовая отчетность специального назначения за год по 31 декабря 2007 г. была подготовлена, во всех существенных отношениях, в соответствии с методами бухгалтерского учета, описанными в Приложении 2.

30 июня 2008

Ernst & Young LL.P.
Алматы, Казахстан

**JUBILATA INVESTMENTS LIMITED, CLAYDON INDUSTRIAL LIMITED
И ИХ ДОЧЕРНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ТОО «КОНДЕНСАТ ХОЛДИНГ» И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»**

СВОДНЫЙ БУХГАЛТЕРСКИЙ БАЛАНС

на 31 декабря 2007 г.

В тыс. долл. США	Примечания	2007	2006
АКТИВЫ			
Внеоборотные активы			
Основные средства	4	289 533	135 850
Предоплата за оборудование и строительные работы		70 475	14 231
		360 008	150 081
Оборотные активы			
ТМЗ		2 496	3 014
Счета к получению с покупателей	5	9 530	5 580
Авансы и прочие оборотные средства	6	14 973	5 787
Денежные средства и их эквиваленты	7	7 344	2 832
		34 343	17 213
ИТОГО АКТИВЫ		394 351	167 294
СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Капитал и резервы			
Уставной капитал	8	50	50
Нераспределенная прибыль и резервы на перевод		68 190	28 142
		68 240	28 192
Долгосрочные обязательства			
Долгосрочные займы	9	203 982	93 799
Обязательства по ликвидации и восстановлению площадей	10	1 299	1 214
Причисляется правительству Казахстана	11	6 317	8 094
Отсроченные налоговые обязательства	18	26 191	15 867
		237 789	118 974
Текущие обязательства			
Расчеты с поставщиками и подрядчиками	12	35 768	12 890
Текущая часть долгосрочных займов	9	45 521	5 099
К срочной оплате правительству Казахстана	11	2 062	—
Другие текущие обязательства	13	4 971	2 139
		88 322	20 128
ИТОГО СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		394 351	167 294

Учетная политика и примечания на страницах с F-92 по F-112 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчетности

Генеральный Директор Jubilata Investments Limited
Генеральный Директор Claydon Industrial Limited

**JUBILATA INVESTMENTS LIMITED, CLAYDON INDUSTRIAL LIMITED
И ИХ ДОЧЕРНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ТОО «КОНДЕНСАТ ХОЛДИНГ» И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»**

СВОДНЫЙ ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ

на 31 декабря 2007 г.

В тыс. долл. США	Примечания	2007	2006
Реализация сырой нефти		108 490	58 565
Стоимость реализации	14	(37 401)	(26 080)
Валовая прибыль		71 089	32 485
Общие и административные расходы	16	(10 183)	(6 891)
Расходы по реализации и транспортировке нефти	15	(6 793)	(4 042)
Затраты на финансирование	17	(6 841)	(2 194)
Прибыль от курсовой разницы		6 151	586
Прибыль до налога на прибыль		53 423	19 944
Расходы по налогу на прибыль	18	(15 650)	(6 973)
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ		37 773	12 971

Учетная политика и примечания на страницах с F-92 по F-112 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчетности

Генеральный Директор Jubilata Investments Limited
Генеральный Директор Claydon Industrial Limited

**JUBILATA INVESTMENTS LIMITED, CLAYDON INDUSTRIAL LIMITED
И ИХ ДОЧЕРНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ТОО «КОНДЕНСАТ ХОЛДИНГ» И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»**

СВОДНЫЙ ОТЧЕТ О ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВАХ

за год по 31 декабря 2007 г.

В тыс. долл. США	Примечания	2007	2006
Потоки денежных средств от операционной деятельности			
Прибыль до налога на прибыль		53 423	19 944
Корректировки для:			
Износ и амортизация	14	6 126	14 590
Расходы на проценты по займам	17	6 454	1 279
Увеличение дисконта на выплаты Правительству РК	11	964	762
Изменение договорных обязательств перед Правительством РК	11	(679)	—
Нереализованная прибыль (убыток) от курсовой разницы, в чистом выражении		(6 561)	(404)
Увеличение дисконта на обязательства по ликвидации и восстановлению площадок	10	102	153
Списание основных средств	4	686	—
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		60 515	36 324
Изменения в оборотном капитале:			
(Увеличение) / уменьшение ТМЗ		739	(1 601)
Увеличение в счетах к получению		(3 641)	(3 316)
Увеличение в авансах и прочих оборотных средствах		(8 658)	(4 706)
Увеличение в счетах к оплате		3 049	9 545
Увеличение в прочих текущих обязательствах		2 634	1 188
Денежные средства от операционной деятельности		54 638	37 434
Оплаченный налог на прибыль		(6 399)	(9)
Чистые денежные поступления от операционной деятельности		48 239	37 425
Потоки денежных средств от инвестиционной деятельности:			
Приобретение основных средств		(173 105)	(92 851)
Чистые денежные средства, используемые в инвестиционной деятельности		(173 105)	(92 851)
Потоки денежных средств от финансовой деятельности:			
Погашение займов		(3 966)	(11 295)
Проценты выплаченные		(18 312)	(6 365)
Средства займов		151 444	72 500
Чистые денежные средства от финансовой деятельности		129 166	54 840
Влияние изменений обменного курса на денежные средства и их эквиваленты		212	182
Чистое (уменьшение) / увеличение денежных средств и их эквивалентов		4 300	(586)
Денежные средства и их эквиваленты на начало периода		2 832	3 236
Денежные средства и их эквиваленты на конец периода	7	7 344	2 832

Учетная политика и примечания на страницах с F-92 по F-112 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчетности

Генеральный Директор Jubilata Investments Limited
Генеральный Директор Claydon Industrial Limited

**JUBILATA INVESTMENTS LIMITED, CLAYDON INDUSTRIAL LIMITED
И ИХ ДОЧЕРНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ТОО «КОНДЕНСАТ ХОЛДИНГ» И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»**

СВОДНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В СОБСТВЕННОМ КАПИТАЛЕ

за год по 31 декабря 2007 г.

	Акцион. капитал	Нераспред. прибыль	Резерв на перевод валюты	Итого
на 31 декабря 2005 г.	50	13 467	1 005	14 522
Разница при переводе	—	—	699	699
Чистая прибыль	—	12 971	—	12 971
на 31 декабря 2006 г.	50	26 438	1 704	28 192
Разница при переводе	—	—	2 275	2 275
Чистая прибыль	—	37 773	—	37 773
на 31 декабря 2007 г.	50	64 211	3 979	68 240

Учетная политика и примечания на страницах с F-92 по F-112 являются неотъемлемой частью данной финансовой отчетности

Генеральный Директор Jubilata Investments Limited
Генеральный Директор Claydon Industrial Limited

**JUBILATA INVESTMENTS LIMITED, CLAYDON INDUSTRIAL LIMITED
И ИХ ДОЧЕРНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ТОО КОНДЕНСАТ ХОЛДИНГ И ТОО ЖАИКМУНАЙ**

ПРИМЕЧАНИЯ К СВОДНОЙ ФИНАНСОВОЙ ИНФОРМАЦИИ

за год по 31 декабря 2007

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Данная сводная финансовая информация представляет объединенные финансовые отчеты Claydon Industrial Limited (BVI) ("Claydon") и Jubilata Investments Limited (BVI) ("Jubilata"). Эти предприятия совместно владеют 100% долей ТОО «Жаикмунай» (далее "Товарищество"), нефтегазодобывающего предприятия, расположенного в Казахстане, а также ТОО «Конденсат Холдинг». Как Claydon, так и Jubilata (совместно именуемые "Объединенное предприятие") в полном объеме косвенно контролируются Фрэнком Монстрей. Прямой материнской компанией Объединенного предприятия является Scoulton Holdings Limited ("Scoulton").

Основной производственной компанией объединенного предприятия является Товарищество. Товарищество было основано в 1997 г. в Республике Казахстан для целей разведки и разработки Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения в Западно-Казахстанской области. Товарищество выполняет работы в соответствии с контрактом на доразведку, добычу и раздел продукции сырых углеводородов на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении (далее – «Контракт») от 31 октября 1997 г., с учетом внесенных в него изменений, в соответствии с лицензией МГ № 253Д («Лицензия») на разведку и добычу УВ на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении между Государственным комитетом по инвестициям РК и Товариществом.

Данная сводная финансовая информация была подготовлена потому, что юридическое лицо, использованное в публичном размещении, Zhaikmunai Limited Partnership ("Zhaikmunai L.P."), товарищество, образованное на о.Мэн, приобрело бенефициарное право на выпущенный уставный капитал в Claydon и Jubilata сразу после регистрации Глобальных депозитарных расписок ("ГДР") в официальном листинге United Kingdom Listing Authority 28 марта 2008. Данная сводная финансовая информация специального назначения была подготовлена на той основе, что Claydon и Jubilata находились под полным косвенным общим контролем Фрэнка Монстрея с начала самого раннего представляемого периода, т.е. с 1 января 2006 г.

Зарегистрированный адрес Claydon: Trident Chambers, Road Town, Tortola, British Virgin Islands (Британские Виргинские Острова).

Зарегистрированный адрес Jubilata: Trident Chambers, Road Town, Tortola, British Virgin Islands (Британские Виргинские Острова).

Данная сводная финансовая информация разрешена для публикации Montrond Incorporated and Bluebrook 10 июня 2008 г.

Условия лицензии

Первоначально срок действия лицензии включал 5-летний период разведки и 25-летний период добычи. Период разведки был сначала продлен на дополнительных 4 года и затем еще на 2 года согласно приложениям к Контракту от 12 января 2004 г. и 23 июня 2005 г., соответственно. В соответствии с дополнением от 5 июня 2008, добыча на Турнейском горизонте (Север) была начата с 1 января 2008 г.

Окончательное продление периода разведки на 2 года не изменило срока действия лицензии, который закончится в 2031 г.

Выплата роялти

Товарищество должно ежемесячно оплачивать роялти в течение всего Периода добычи согласно ставкам, указанным в Контракте.

Ставки роялти зависят от извлекаемых уровней сырой нефти и стадии добычи и могут варьироваться от 2% до 6% добываемой нефти и природного газа.

Доля Правительства в прибыли

Товарищество выплачивает Правительству "долю прибыли" в соответствии с Контрактом. "Доля прибыли" зависит от уровня добычи сырой нефти и варьируется от 10% до 40% от добычи после вычета роялти и

возмещаемых расходов. Возмещаемые расходы включают в себя операционные расходы, расходы на дополнительную разведку и освоение. Расходы на “долю прибыли” Правительства рассматриваются как возмещаемые.

2. ОСНОВА ДЛЯ ПОДГОТОВКИ

Основные учетные политики, использованные при подготовке данной сводной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2007 г., изложены ниже. Данные политики последовательно применялись ко всем рассматриваемым периодам во всех существенных аспектах.

Данная сводная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с исходными данными для подготовки и согласно Международным стандартам финансовой отчетности (МСФО), за исключением того, что указано ниже. Как описывается в Примечании 1, материнская компания Zhaikmunai L.P. приобрела бенефициарную долю участия в Claydon и Jubilata 28 марта 2008 г. В результате Claydon и Jubilata были объединены, как описано ниже. Данная сводная финансовая информация не представляет собой комплект финансовой отчетности общего назначения согласно параграфу 3 МСБУ 1, и, следовательно, подробных и безоговорочных утверждений о соответствии с МСФО нет, как подразумевается параграфом 14 МСБУ 1.

Основа для подготовки

МСФО не содержит положений по подготовке сводной финансовой информации. Основы для подготовки, согласно которым была подготовлена данная отчетность, привели к следующим существенным отклонениям от МСФО. В других отношениях МСФО применялся:

- МСБУ 27 Консолидированная и отдельная финансовая отчетность – определяет группу как материнскую компанию и ее дочерние предприятия и описывает способ подготовки консолидированной финансовой отчетности. Историческая финансовая информация подготовлена на объединенной основе и поэтому не соответствует требованиям МСБУ 27.

Данная сводная финансовая информация подготовлена на основе, которая объединяет результаты и активы и обязательства Claydon и Jubilata и компаний, которые они контролируют в совокупности, посредством применения принципов, основополагающих для процедуры консолидации по МСБУ 27 за период, заканчивающийся 31 декабря 2007. Основополагающие финансовые отчеты Claydon и Jubilata подготовлены с использованием методов МСФО. Внутрихозяйственные сделки между Claydon, Jubilata и их дочерними предприятиями были исключены при объединении.

Данная сводная финансовая информация представлена в долларах США и подготовлена на основе исторических затрат, за исключением финансовых инструментов.

Методы объединения

Данная сводная финансовая информация объединяет результаты деятельности Claydon и Jubilata и их дочерних предприятий. Результаты деятельности дочерних предприятий включены начиная с даты, на которую был приобретен оперативный контроль, и до даты, когда контроль прекратил свое действие. Дочерние предприятия - это те предприятия, которые находятся под контролем Claydon и Jubilata независимо от количества акций, которыми те владеют, или имеющейся доли участия. Контроль существует в случае, когда Claydon и/или Jubilata имеют полномочия, прямые или косвенные, по управлению финансовой и производственной политикой предприятий, таким образом, чтобы получить выгоду от их деятельности. Дочерние предприятия объединяются с даты, на которую передан контроль и перестают быть объединенными с даты, когда контроль передан третьей стороне. Финансовая отчетность дочерних предприятий подготовлена за тот же отчетный период, что и отчетность Claydon и Jubilata, с использованием последовательной учетной политики.

Принятые стандарты учета и толкования

Следующие новые стандарты, дополнения к стандартам и толкования являются обязательными для финансового года, заканчивающегося 31 декабря 2007 г.:

МСФО 7 “Финансовые инструменты: раскрытие информации”

Данный стандарт требует раскрытия информации, что позволяет пользователям финансовых отчетов оценивать значимость финансовых инструментов Товарищества и характер и степень рисков, возникающих из этих инструментов. Новые раскрытия информации включены в эту отчетность.

Несмотря на то, что на финансовое состояние или результаты не было оказано влияния, сравнительная информация была пересмотрена там, где необходимо.

МСБУ 1 “Представление финансовой отчетности - новая редакция”

Данный стандарт требует от Товарищества раскрытия новой информации, которая позволит пользователям финансовых отчетов оценить цели, политики и процессы управления капиталом Товарищества. Эта новая информация показана в Примечании 23.

МСБУ 23 «Затраты по займам - новая редакция»

Данный стандарт был пересмотрен и требует капитализации затрат по займам, когда такие затраты связаны с квалифицируемым активом. Квалифицируемый актив является активом, для которого обязательно требуется достаточно большой период времени, чтобы подготовить его для планируемого использования или продажи. Поправки к стандарту не влияют на финансовое положение или показатели Объединенного предприятия, поскольку Объединенное предприятие уже капитализировало затраты по займам на квалифицируемые активы (Примечание 4).

Комитет по интерпретации МСФО 8 “Сфера применения МСФО 2”

Данная интерпретация требует применения МСФО 2 ко всем ситуациям, в которых юридическое лицо не может точно определить все или некоторые из полученных товаров, в частности, когда фондовые инструменты, выпущенные для осуществления фондовой сделки, оказываются ниже реальной стоимости. Поскольку нет фондовых инструментов, выпущенных как часть фондовой сделки, данная интерпретация не влияет на финансовое положение Объединенного предприятия.

Комитет по интерпретации МСФО 9 “Повторный анализ встроенных производных финансовых инструментов”

Данный документ утверждает, что датой для оценки существования встроенного производного финансового инструмента является дата, в которую предприятие становится стороной контракта, а переоценка осуществляется только если в контракт внесено изменение, которое значительно изменяет поток денежной наличности. Поскольку у Объединенного предприятия нет встроенных производных финансовых инструментов, данная интерпретация не влияет на финансовое положение или показатели Объединенного предприятия.

Комитет по интерпретации МСФО 10 “Промежуточная финансовая отчетность и обесценение”

Данный документ по состоянию на 1 января 2007 г. требует, чтобы предприятие не сторнировало убыток от обесценения, выявленный в предыдущий промежуточный период в отношении нематериальных активов или инвестиции в фондовый инструмент либо финансовый актив, оцененный по себестоимости. Поскольку Объединенное предприятие не имеет ранее выявленных убытков от обесценения а также нематериальных активов, данная интерпретация не влияет на финансовое положение или показатели Объединенного предприятия.

Новые разработки в области бухучета

Следующие МСФО и интерпретации Комитета по интерпретации МСФО еще не вступили в силу по состоянию на 31 декабря 2007 г.:

- МСФО 2 “Выплаты долевыми инструментами – условия и отмена передачи прав”;
- МСФО 3 “Объединение бизнеса – новая редакция”
- МСФО 8 “Операционные сегменты”
- МСБУ 27 “Консолидированная и отдельная финансовая отчетность – новая редакция”

- МСБУ 32 “Финансовые инструменты: представление информации – новая редакция”
- Комитет по интерпретации МСФО 11 МСФО 2 – “Операции с акциями группы и собственными акциями”
- Комитет по интерпретации МСФО 12 “Концессионные соглашения”
- Комитет по интерпретации МСФО 13 “Программы лояльности клиентов”
- Комитет по интерпретации МСФО 14 “МСБУ 19 — Пределы установленного пенсионного актива, минимальные требования к финансированию и их взаимодействие”.

Объединенное предприятие ожидает, что принятие решений, перечисленных выше, не оказывает или не окажет существенного влияния на результаты работы и финансовое положение Товарищества в период первого применения.

3. КРАТКАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗНАЧИМЫХ УЧЕТНЫХ ПОЛИТИКАХ

Оценка и предположения

Ниже обсуждаются основные предположения касательно будущих и прочих ключевых источников неопределенности оценки на дату составления баланса, которые представляют собой значительный риск существенных изменений в балансовой стоимости активов и пассивов в следующем финансовом году:

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчете амортизации Товарищества. Товарищество оценивает свои запасы нефти и газа по методике Общества инженеров-нефтяников. В оценке своих запасов по этой методике, Товарищество использует долгосрочные плановые цены, которые также используются руководством для принятия инвестиционных решений по разработке месторождения. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, которое присуще использованию спотовых цен на конец года. Руководство считает, что предположения по долгосрочным плановым ценам более соответствуют долгосрочной природе добывающего бизнеса и предлагают наилучшую базу для подсчета запасов нефти и газа. Все оценки запасов имеют некоторую степень неопределенности. Неопределенность зависит в основном от количества надежных геологических и инженерных данных, имеющихся на время оценки и интерпретации этих данных.

Относительная степень неопределенности может быть передана посредством помещения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные. Вероятность извлечь доказанные запасы выше, чем для недоказанных, и их можно далее классифицировать как разработанные и неразработанные, чтобы подчеркнуть прогрессивно увеличивающуюся неопределенность их извлечения. Оценки пересматриваются ежегодно. Пересмотры делаются в связи с оценкой или переоценкой уже имеющихся геологических данных или данных по коллектору и добыче; наличием новых данных; или изменениями в исходных ценовых предположениях. Оценка запасов может быть также пересмотрена в связи с улучшением проектов извлечения, изменениями в мощности добычи или изменениями стратегии разработки. Доказанные разрабатываемые запасы используются для расчета единицы текущего дебита для амортизации.

Перевод иностранной валюты

Функциональная валюта Jubilata, Claydon и иностранных предприятий, ТОО «Конденсат Холдинг» и ТОО «Жаикмунай» - казахстанский тенге. Операции в иностранной валюте изначально отражаются в отчетности по курсу функциональной валюты, действующему на дату операции. Денежные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, переводятся заново по курсу обмена функциональной валюты, действующей на дату балансового отчета. Все курсовые разницы относятся на прибыль или убыток, за исключением разниц по займам в иностранной валюте, которые обеспечивают хедж в счет чистых инвестиций в иностранное предприятие. Эти разницы напрямую принимаются предприятием до списания чистых инвестиций, во время которых они признаются как прибыль или убыток. Налоговые начисления и зачисления, относимые на счет курсовых разниц по этим займам, также учитываются в собственном капитале. Неденежные активы, которые измеряются в отношении исторических затрат в иностранной валюте, переводятся с использованием обменных курсов на даты первоначальных операций. Неденежные активы, которые измеряются по справедливой стоимости в иностранной валюте – переводятся с использованием курсов обмена на дату, когда была определена справедливая стоимость.

Данная объединенная финансовая информация представлена в долл. США, которая является валютой представления Объединенного предприятия. На дату отчета активы и обязательства переводятся в валюту представления Объединенного предприятия по обменному курсу, действующему на дату бухгалтерского баланса, а отчет о прибылях и убытках корректируется по средневзвешенному обменному курсу за соответствующий год. Курсовые разницы, возникающие при переводе, напрямую зачитываются в собственный капитал.

Основные средства

Нефтегазовые активы

Расходы на геологическую и геофизическую разведку начисляются по отношению к доходу по мере их появления. Расходы, связанные напрямую с разведочной скважиной, капитализируются в основных средствах (незавершенное строительство) до окончания бурения скважины и оценки результатов. В эти затраты входят зарплата сотрудников и материалы и использованное топливо, расходы по буровой установке и оплата подрядчиков. Если углеводородное сырье не найдено расходы на разведку списываются как для «сухой» скважины. Если углеводородное сырье найдено, в соответствии с дальнейшей оценочной деятельностью, которая может включать бурение дополнительных скважин (разведочные скважины или исследование пласта бурением скважины) из которых возможна коммерческая добыча, то затраты продолжают проводиться как активы. Все такие проводимые затраты подлежат техническому, коммерческому и управленческому анализу минимум один раз в год для того, чтобы подтвердить продолжение намерения разрабатывать или иным образом извлекать полезность из этого обнаружения. Если это уже не имеет места, то затраты списываются.

Все капитализированные затраты на нефтегазовое имущество амортизируются на основе метода начисления износа по выработке продукции, исходя из подсчитанных доказанных разработанных запасов месторождения, за исключением случаев, когда полезный срок таких активов короче, чем срок разработки месторождения, в таком случае применяется метод пропорционального списания.

Нефтегазовые запасы

Доказанные нефтегазовые запасы - это подсчитанные объемы рентабельного для извлечения углеводородов, когда имеющиеся геологические, геофизические и технические данные указывают на то, что такие углеводороды можно извлечь в будущие периоды из известных залежей.

Товарищество использует данные подсчета запасов, представленные независимой оценивающей компанией для оценки нефтегазовых запасов своих нефтегазовых месторождений. Эти объемы запасов используются для расчета ставки износа для метода начисления износа по выработке продукции, так как они отражают предполагаемую модель получения будущей экономической выгоды предприятием.

Обесценение нефинансовых активов

Объединенное предприятие оценивает обесценение актива или группы активов, когда события или изменения обстоятельств показывают, что балансовая стоимость актива не может быть восстановлена. Для осуществления оценки отдельные активы группируются на самом нижнем уровне, на котором существуют определяемые денежные потоки, которые по большому счету независимы от денежных потоков других групп активов. Если существует любой такой признак обесценивания или когда требуется ежегодное испытание на обесценивание группы активов, Объединенное предприятие делает оценку возмещаемой стоимости. Возмещаемая стоимость группы активов - это самая высокая реальная стоимость за минусом затрат реализации и потребительской стоимости. Там где балансовая стоимость группы активов превышает их возмещаемую стоимость, считается, что стоимость группы активов снижена и списывается на возмещаемую стоимость. При оценке потребительской стоимости, рассчитанные будущие потоки наличности корректируются с учетом рисков, присущих данной группе активов и дисконтируются до их текущей стоимости с использованием ставки дисконта до уплаты налогов, которая отражает текущую рыночную оценку стоимости денег.

В каждую дату составления отчета проводится оценка наличия признаков того, что ранее зафиксированные убытки от обесценения перестали существовать или уменьшились. Если такие признаки существуют, производится расчет возмещаемой стоимости. Ранее установленный убыток от обесценения сторнируется, только если были изменения в расчетах, использованных для определения возмещаемой стоимости актива со времени определения последнего убытка от обесценения. В этом случае балансовая стоимость актива увеличивается до возмещаемой стоимости. Такая увеличенная стоимость не может превысить балансовую

стоимость, которая была бы вычислена, за минусом износа, если бы не был определен убыток от обесценения актива в предыдущие годы. Такое сторнирование отражается в статье расходов и доходов.

После такого сторнирования, амортизационные отчисления уточняются в будущих периодах для распределения пересмотренной балансовой стоимости актива за вычетом любой остаточной стоимости на систематической основе в течение оставшегося срока службы.

Прочие основные средства

Все остальные основные средства учитываются по первоначальной стоимости за вычетом износа. Первоначальная стоимость включает затраты, которые напрямую относятся к приобретению объектов. Последующие затраты включены в балансовую стоимость активов или признаны как отдельный актив, там где это уместно, только тогда, когда существует вероятность того, что будущие экономические выгоды, связанные с активом, поступят Объединенному предприятию и стоимость актива может быть достоверно оценена. Все прочие расходы на ремонт и обслуживание относятся на отчет о доходах и расходах в том году, в котором они возникли.

Износ рассчитывается по прямолинейному методу за расчетные сроки полезной службы, представленные далее:

	Года
Здания и сооружения	7–15
Транспортные средства	5
Машины и оборудование	3–13
Прочее	3–10

Затраты по займам

Объединенное предприятие капитализирует затраты по займам по квалифицируемым активам. Активы, квалифицируемые для капитализации затрат по займам, включают все строящиеся активы, которые не истощаются, не изнашиваются и не амортизируются, при условии, что в это время работы продолжаются. Квалифицируемые активы в основном включают скважины и прочую строящуюся инфраструктуру нефтяного месторождения. Капитализированные затраты по займам рассчитываются посредством применения ставки рыночной капитализации к затратам на квалифицируемые активы. Ставка капитализации является средневзвешенным затрат по займам, применимым к займам Товарищества, непогашенным в течение периода.

ТМЗ

Товарно-материальные запасы оценены по наименьшему из значений первоначальной стоимости или чистой стоимости реализации. Стоимость определяется на основании метода ФИФО. Чистая стоимость реализации основана на расчетной цене реализации в ходе осуществления обычной деятельности, минус расходы по реализации.

Дебиторская задолженность

Торговая дебиторская задолженность признается и отражается в учете по суммам выставленных счетов к оплате, за вычетом резерва на суммы, не подлежащие возврату. Оценка сумм, не подлежащих возврату, производится тогда, когда более не существует вероятности возврата всей суммы. Данные оценки регулярно пересматриваются, и тогда, когда корректировки становятся необходимыми, они показываются как расходы (кредит) в том периоде, в котором они стали известны. Безнадёжная задолженность списывается в момент выявления.

Наличные денежные средства и их эквиваленты

Наличные денежные средства и их эквиваленты признаются и оцениваются по справедливой стоимости полученных средств. Наличные денежные средства и их эквиваленты состоят из наличности в кассе и вкладов в банках, с первоначальным сроком погашения не более девяноста дней и в отсутствие каких-либо договорных обязательств.

Заемные средства

Заемные средства изначально признаются по справедливой стоимости за вычетом чистой суммы затрат по сделке. В дальнейшем заемные средства указываются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной ставки вознаграждения. Любая разница между поступлениями (за вычетом затрат по сделке) и суммой погашения признается в финансовой отчетности за период действия займа, с использованием метода эффективной ставки вознаграждения.

Доходы и убытки признаются в отчете о прибылях и убытках тогда, когда прекращено признание обязательств или они обесценились, а также через процесс амортизации по займам, с использованием метода эффективной ставки вознаграждения.

Резервы

Резервы признаются в случае, если у Объединенного предприятия в настоящее время имеются обязательства (юридические или вытекающие из практики) как результат прошлого события. При этом существует вероятность оттока ресурсов, представляющих экономические выгоды, в целях исполнения обязательства и имеется возможность достоверного определения суммы данного обязательства.

Ликвидация скважин и восстановление участка (вывод из эксплуатации)

Резервы на затраты по ликвидации скважин и восстановление участков признаются в полном объеме на основе дисконтирования тогда, когда Объединенное предприятие имеет обязательство по демонтажу, переносу оборудования или механизма и по восстановлению участка, на котором находилось оборудование, а также тогда, когда можно осуществить разумную оценку такого резерва. Сумма обязательства представляет собой текущую стоимость оцененных будущих расходов которые, как ожидается, потребуются для исполнения обязательства с поправкой на ожидаемую инфляцию и дисконтированную с использованием средних долгосрочных процентных ставок для займов на развивающихся рынках с поправкой на риски, присущие казахстанскому рынку. Изменение скидки, связанной с данным обязательством фиксируется в затратах на финансирование. Также создается соответствующее основное средство, сумма которого эквивалента размеру резерва. Впоследствии, данный актив амортизируется в рамках капитальных затрат по нефтегазовым активам на основе метода начисления износа по выработке продукции.

Изменения в оценке существующего резерва по выводу из эксплуатации, которые явились результатом изменений в расчетном сроке или сумме оттока ресурсов, лежащих в основе экономических выгод, необходимых для погашения обязательства, или изменение в ставке дисконтирования, учитывается таким образом, что:

- (a) изменения в резерве прибавляются или вычитаются из стоимости соответствующего актива в текущем периоде. Сумма, вычтенная из стоимости актива, не должна превышать его балансовую стоимость. Если снижение в резерве превышает балансовую стоимость актива, тогда превышение незамедлительно признается в доходах или расходах; и
- (b) если корректировка приводит к увеличению стоимости актива, Объединенное предприятие рассматривает, является ли это показателем того, что новая балансовая стоимость актива не может быть полностью возмещена. Если это является таким показателем, Объединенное предприятие осуществляет тестирование актива на обесценение посредством оценки его возмещаемой стоимости и учитывает любой убыток по обесценению в соответствии с МСБУ 36.

Финансовые инструменты

Прекращение признания финансовых активов

Объединенное предприятие прекращает признание финансового актива или части финансового актива тогда и только тогда, когда Объединенное предприятие теряет контроль над правами требования по договору, составляющими содержание финансового актива (или части финансового актива). Объединенное предприятие теряет такой контроль в случае осуществления им прав требования в отношении выгод, предусмотренных договором, истечения срока действия прав требования или отказа Объединенного предприятия от этих прав.

Прекращение признания финансовых обязательств

Объединенное предприятие прекращает признание финансового обязательства (или части финансового обязательства) в бухгалтерском балансе когда, и только когда, оно исполнено, т.е. обязательство, указанное в договоре, погашено, отменено или прекращено в связи с истечением срока.

Налогообложение

Отсроченные налоговые активы и обязательства рассчитываются в отношении временной разницы с использованием балансового метода. Отсроченный налог на прибыль учитывается по всем временным разницам на отчетную дату между налогооблагаемой базой активов и обязательств и их балансовой стоимостью, отраженной в финансовой отчетности, за исключением случаев, когда отсроченный налог на прибыль возникает из первоначального признания гудвил или актива/обязательства в сделке, которая не является объединением бизнеса, и на момент сделки не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на облагаемую налогом прибыль/убыток.

Балансовая стоимость отсроченных активов учитывается только в той степени, в которой есть вероятность того, что будет получена облагаемая налогом прибыль, против которой может использоваться вычитаемая временная разница. Отсроченные активы и обязательства по налогу на прибыль рассчитываются по налоговым ставкам, которые, как ожидается, будут применимы к периоду, когда получен актив или оплачено обязательство, основываясь на налоговых ставках, которые действовали или фактически узаконены на дату соответствующего бухгалтерского баланса.

Отсроченный налог на прибыль предусмотрен по временным разницам, возникающим из инвестиций в дочерние предприятия и ассоциированные компании, за исключением случаев, когда срок сторнирования временной разницы может контролироваться, и есть вероятность, что временная разница не будет сторнирована в обозримом будущем.

Торговая и прочая кредиторская задолженность

Обязательства по торговой и прочей кредиторской задолженности показаны по стоимости, которая представляет собой справедливую стоимость возмещения, которое будет выплачено в будущем за полученные товары и услуги, независимо от того, выставлены ли по ним счета к оплате Объединенному предприятию или нет.

Признание дохода

Товарищество продает сырую нефть по краткосрочным соглашениям, цены по которым устанавливаются согласно публикациям в Platt's с поправками на разницу в оплате за провоз, страховке и качестве.

Доходы от реализации сырой нефти признаются тогда, когда произошла поставка товара и тогда, когда риски и право собственности были переданы покупателю.

Доходы признаются тогда, когда существует вероятность того, что Товарищество будет получать экономические выгоды, связанные с операцией и сумма дохода может быть достоверно определена

Признание расходов

Расходы учитываются в момент фактического получения соответствующих товаров или услуг, независимо от того, когда деньги или эквиваленты денег были выплачены, и отражаются в финансовой отчетности в том периоде, к которому они относятся.

Социальный налог и отчисления в пенсионный фонд

Товарищество уплачивает социальный налог по ставке 21%, начисленный на доходы его сотрудников, в бюджет Республики Казахстан. Социальный налог и затраты на содержание персонала относятся на расходы по мере возникновения.

Товарищество удерживает и перечисляет 10% от заработной платы сотрудников в пенсионные фонды. В соответствии с законодательством Республики Казахстан, работники несут ответственность за свои пенсии, и Товарищество не имеет ни текущего, ни будущего обязательства по выплатам своим сотрудникам при их выходе на пенсию.

Связанные стороны

К связанным сторонам Объединенного предприятия относятся его акционеры, ключевой управленческий персонал и предприятия, в которых Объединенное предприятие и ключевой управленческий персонал прямо или косвенно владеют значительным количеством прав голоса.

**JUBILATA INVESTMENTS LIMITED, CLAYDON INDUSTRIAL LIMITED
И ИХ ДОЧЕРНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ТОО «КОНДЕНСАТ ХОЛДИНГ» И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»**

ПРИМЕЧАНИЯ К СВОДНОЙ ФИНАНСОВОЙ ИНФОРМАЦИИ

за год по 31 декабря 2007 г.

4. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

Движение основных средств за год закончившийся 31 декабря 2007 г. следующее:

В тыс.долл. США	Нефтегазовые активы		Итого по нефтегазовым активам	Не нефтегазовые активы				Итого по не нефтегазовым активам	Итого
	Оборотные активы	Незавершенное строительство		Здания	Машины и оборудование	Транспорт	Прочие		
Баланс на 31 декабря 2005 г., за вычетом накопленного износа	37 120	21 999	59 119	731	425	397	232	1 785	60
Поступления	1 297	82 355	83 652	1 289	219	616	469	2 593	86
Списания	—	—	—	—	(17)	—	(60)	(77)	(77)
Переводы	28 713	(28 918)	(205)	—	—	—	205	205	—
Перевод в ТМЗ	—	—	—	—	—	—	(6)	(6)	(6)
Начисление износа	(13 639)	—	(13 639)	(90)	(130)	(127)	(80)	(427)	(14)
Износ на списание	—	—	—	—	10	—	36	46	066
Курсовая разница	1 918	807	2 725	30	23	18	8	79	2
Баланс на 31 декабря 2007 г., за вычетом накопленного износа	55 409	76 243	131 652	1 960	530	904	804	4 198	804
Поступления.....	185	148 589	148 774	285	555	230	478	1 548	135
Переводы	44 553	(46 250)	(1 697)	278	1 401	—	18	1 697	850
Списания	—	(679)	(679)	—	—	(2)	(5)	(7)	150
Начисление износа	(5 197)	—	(5 197)	(247)	(351)	(161)	(235)	(994)	322
Курсовая разница.....	3 741	6 221	9 962	111	74	44	47	276	(686)
Баланс на 31 декабря 2007 г., за вычетом накопленного износа	98 691	184 124	282 815	2 387	2 209	1 015	1 107	6 718	(6)
По фактической стоимости на 31 декабря 2006	95 502	76 243	171 745	2 215	908	1 229	980	5 332	10
Накопленный износ	(40 093)	—	(40 093)	(255)	(378)	(325)	(176)	(1 134)	238
Баланс на 31 декабря 2006 г., за вычетом накопленного износа	55 409	76 243	131 652	1 960	530	904	804	4 198	289
По фактической стоимости на 31 декабря 2007	146 324	184 124	330 448	2 912	2 974	1 507	1 514	8 907	533
Накопленный износ	(47 633)	—	(47 633)	(525)	(765)	(492)	(407)	(2 189)	177
Баланс на 31 декабря 2007 г., за вычетом накопленного износа	98 691	184 124	282 815	2 387	2 209	1 015	1 107	6 718	077
									(41)
									227)
									135
									850
									339
									355
									(49)
									822)
									289
									533

Категория «Нефтегазовые активы» в основном включает скважины, установки подготовки нефти, средства транспортировки нефти и иные соответствующие активы.

Категория «Не нефтегазовые активы» в основном включает здания и сооружения, транспортные средства, машины и оборудование.

Объединенное предприятие рассчитывает износ, истощение и амортизацию нефтегазового имущества используя метод начисления износа по выработке продукции. Ставка износа рассчитывается посредством деления неамортизированных затрат доказанного нефтегазового имущества на сумму рассчитанных доказанных разработанных запасов. Данная ставка истощения применяется к физическим единицам нефти и газа, добытых в течение соответствующего периода. Неамортизированные затраты доказанного нефтегазового имущества включают все капитализированные затраты, кроме активов находящихся на стадии строительства, за вычетом накопленной амортизации.

Темпы истощения рабочих нефтегазовых активов составили 6.76% и 19.69% в 2007 и 2006 гг. соответственно.

Товарищество привлекло независимых инженеров – нефтяников для проведения оценки запасов на 1 июля 2007 г. Износ был рассчитан с использованием метода начисления износа по выработке продукции на основании этих оценок запасов.

По состоянию на 31 декабря, 2006 г. машины и оборудование на сумму 420 тыс. долл. США заложены в соответствии с договором займа с Blavin Holdings Limited от 30 октября, 2003 г. (Примечание 9), а строящиеся нефтегазовые активы на сумму 56 790 тыс. долл. США были заложены в соответствии с договором займа с БТА от 7 июля 2005 г. (Примечание 9).

Отчисления по износу в размере 6191 тыс. долл. США были отнесены на расходы по износу и амортизации за 2007 г. за вычетом 64 тыс. долл. США, которые были капитализированы как часть товарно-материальных запасов сырой нефти (2006: 14590 тыс. долл. США и 524 тыс. долл. США, соответственно).

Расходы по займам Товарищества составили 19 415 тыс. долл. США и 7 138 тыс. долл. США за годы, закончившиеся 31 декабря 2007 г. и 2006 г. при средних ставках процента 13% и 10,96% в год, соответственно. За те же периоды, Товарищество капитализировало расходы по займам в сумме 12 960 тыс. долл. США и 4 221 тыс. долл. США.

5. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

На 31 декабря торговая дебиторская задолженность была выражена в долларах США и представляет собой текущую задолженность и задолженность со сроком менее 30 дней

6. ПРЕДОПЛАТА И ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

На 31 декабря предоплата и прочая дебиторская задолженность состояла из:

В тыс. долл. США	2007	2006
Выплаченные авансы	3 144	806
НДС к получению	11 561	4 894
Прочее	268	87
	14 973	5 787

Выплаченные авансы состоят в основном из предоплаты поставщикам услуг.

7. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

В тыс. долл. США	2007	2006
Текущие счета в долларах США	6 002	1 887
Текущие счета в тенге	1 334	930
Наличность в кассе, тенге	8	15
	7 344	2 832

По текущим счетам проценты не начисляются.

8. УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ

Уставный капитал Объединенного предприятия составляет 50 000 акций Jubilata и 50 000 акций Claydon номиналом по 1 долл. США каждая. На 31 декабря 2007 г. уставный капитал Объединенного предприятия представлен следующим образом.

	Разрешенные, выпущенные и оплаченные акции (кол-во акций)	Выпущенные акции (кол- во акций)	Уставный капитал (тыс. долл. США)
Jubilata	50 000	2	—
Claydon	50 000	50 000	50
	100 000	50 002	50

9. ЗАЙМЫ

На 31 декабря займы, включая начисленное вознаграждение, представлены следующим образом:

В тыс. долл. США	2007			2006		
	Текущий	Долгосрочн.	Итого	Текущий	Долгосрочн.	Итого
Кредитная линия в Банк ТуранАлем	38 793	203 982	242 775	1 462	88 200	89 662
Займ Blavin Holdings Limited	6 728	—	6 728	3 637	5 599	9 236
	<u>45 521</u>	<u>203 982</u>	<u>249 503</u>	<u>5 099</u>	<u>93 799</u>	<u>98 898</u>

Кредитная линия Банка ТуранАлем

Целью Генерального соглашения о предоставлении кредитной линии («Кредитная линия»), заключенного между Товариществом и Банком ТуранАлем («Банк») 7 июля 2005 года, было финансирование разработки нефтегазоконденсатного месторождения Чинаревское. Кредит в размере 460 тыс. долл. США выплачивается ежемесячными платежами, начиная с 25 января 2008, и кредит в размере 1608 тыс. долл. США - с 12 мая 2008 г. с окончательным погашением 6 октября 2012 г. Общая сумма кредита по кредитной линии составила 246 млн. долл. США по состоянию на 31 декабря 2007 г. Проценты по кредитной линии установлены в размере 15% годовых. Процентная ставка может меняться по усмотрению Банка в случае изменений в стоимости предоставляемых Банком средств. Учетная стоимость займа приблизительно равна его справедливой стоимости.

Кредитная линия обеспечена 30% долей участия, которой владеет Конденсат Холдинг, и будущими поступлениями денежной наличности на банковские счета Товарищества, открытые в Банке, в сумме до 50 000 тыс. долл. США, а также основными средствами, заложенными Товариществом на сумму 56 790 тыс. долл. США.

Заем «Блавин Холдинг Лимитед»

Кредитное соглашение от 20 мая 1999 года было первоначально подписано между ФИОК и Товариществом. В соответствии с дополнительным соглашением от 16 мая 2003 года, ФИОК передало право требования компании «Альбатрос Холдинг Лтд.». В соответствии с Факторинговым соглашением от 30 октября 2003 года, «Альбатрос Холдинг Лтд.» передало право требования компании «Блавин Холдинг Лтд.». Заем был предоставлен для финансирования разведки и разработки Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения. Заем подлежит погашению равными ежеквартальными платежами по 727 тыс. в период с 1 января 2004 года по 31 декабря 2007 года и по 1 682 тыс. в период с 1 января 2008 г. по 31 декабря 2008 г. Вознаграждение начисляется по ставке 10% в год и подлежит оплате в 2008 году равными ежеквартальными платежами, и включено в состав долгосрочной части заимствований.

На 31 декабря 2007 основные средства стоимостью 420 тысяч долл. США были заложены в соответствии с Соглашением о предоставлении займа, заключенным с «Альбатрос Холдинг Лтд.».

**JUBILATA INVESTMENTS LIMITED, CLAYDON INDUSTRIAL LIMITED
И ИХ ДОЧЕРНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ТОО «КОНДЕНСАТ ХОЛДИНГ» И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»**

ПРИМЕЧАНИЯ К СВОДНОЙ ФИНАНСОВОЙ ИНФОРМАЦИИ

за год по 31 декабря 2007 г.

**10. ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ПО ЛИКВИДАЦИИ И ВОССТАНОВЛЕНИЮ УЧАСТКОВ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Изменения в обязательствах по ликвидации и восстановлению участков в течение лет, закончившихся 31 декабря, представлены следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2007	2006
Обязательства по ликвидации и восстановлению участков на 1 января	1,214	622
Увеличение скидки	102	153
Дополнительный резерв	410	310
Изменение в расчетах	(427)	129
	1,299	1,214

Долгосрочные ставки инфляции и дисконта, использованные для определения обязательств по ликвидации и восстановлению участков месторождения на 31 декабря 2007 г. составили 5,0% и 13% соответственно (2006 г.: 5,0% и 10,96%).

Товарищество увеличило ставку дисконта с 10,96% годовых до 13% годовых в связи с увеличением процентной ставки по кредитной линии БТА в сентябре 2007 г., что повлияло на относительный прирост заемного процента Товарищества.

11. ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПЕРЕД ПРАВИТЕЛЬСТВОМ

Задолженность перед Правительством Республики Казахстан была учтена в финансовой отчетности для отражения текущего размера расходов, понесенных Правительством в течение периода до подписания Контракта, которые были связаны с разведкой контрактной территории и строительством наземных объектов на открытых на ней месторождениях, и которые должны быть возмещены Товариществом Правительству Казахстана в течение периода добычи.

Первоначально было запланировано начать покрытие таких обязательств в мае 2008 г., после окончания второго этапа разведки, как описано в *Примечании 1* “Срок действия лицензии”. Однако, в связи с ранним началом промышленной добычи из первого горизонта, правительство Казахстана пересмотрело график выплат, возложив ответственность на Товарищество за добычу в 2007 г.. Переоценка привела к тому, что к Товариществу появилось требование сделать первый платеж в размере 1031 тыс. долл. США в марте 2008 г. с последующим возмещением равными ежеквартальными платежами по 257 тыс долл. США до 26 мая 2031 г. Данное обязательство было дисконтировано по ставке 13%.

Общая сумма выплат, причитающихся Правительству, установлена в Контракте в сумме 25000 тыс. долл. США. Ниже приведен остаток на 31 декабря и изменение сумм, причитающихся Правительству:

<i>В тысячах долларов США</i>	2007	2006
Задолженность перед Правительством Казахстана на 1 января	8 094	7 332
Увеличение скидки	964	762
Пересмотр контрактного обязательства	(679)	—
	8 379	8 094
За вычетом: текущей части задолженности	(2 062)	—
Задолженность	6 317	8 094

12. КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

<i>В тысячах долларов США</i>	2007	2006
Кредиторская задолженность в тенге	19 065	8 503
Кредиторская задолженность в долларах США	16 462	4 152

Кредиторская задолженность в других валютах

241	235
35 768	12 890

13. ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

В тысячах долларов США

	2007	2006
Начисленные налоги кроме КПП	2 892	1 103
Начисление на обучение	1 687	378
К выплате работникам	270	81
Прочие	122	577
	4 971	2 139

14. СТОИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ

В тысячах долларов США

	2007	2006
Затраты на ремонт скважин	7 103	1 703
Износ и амортизация	6 126	14 590
Роялти	5 265	2 085
Ремонт, техобслуживание и прочие услуги	4 453	2 235
Зарплата и соответствующие налоги	3 048	1 669
Материалы и запасы	2 800	1 097
Аренда и эксплуатация установок сепарации нефти	2 678	687
Услуги менеджмента (Примечание 19)	1 957	697
Прочие транспортные услуги	1 243	62
Доля Правительства	994	510
Налоги на загрязнение окружающей среды	913	582
Прочее	821	163
	37 401	26 080

15. РАСХОДЫ НА РЕАЛИЗАЦИЮ И ТРАНСПОРТИРОВКУ НЕФТИ

Расходы на реализацию и транспортировку нефти состоят в основном из затрат по транспортировке нефти на ж/д терминал и затрат на использование ж/д терминала. Расходы на персонал, имеющий отношение к продажам, незначительны.

16. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

В тысячах долларов США

	2007	2006
Услуги менеджмента (Примечание 19)	2 009	1 811
Заработная плата и соответствующие налоги	2 187	1 281
Обучение	1 698	881
Комиссии банка	1 298	583
Профессиональные услуги	713	112
Спонсорская помощь	314	299
Услуги связи	298	186
Социальные программы	255	250
Страховые сборы	211	—
Материалы и запасы	197	112
Платежи по аренде	187	175
Командировочные расходы	155	167
Прочие налоги	4	542
Прочие	657	492
	10 183	6 891

17. РАСХОДЫ НА ФИНАНСИРОВАНИЕ, ЧИСТАЯ СТОИМОСТЬ

В тысячах долларов США

	2007	2006
Расходы на вознаграждение по займам	6 454	1 279
Увеличение скидки по обязательствам перед Правительством Казахстана (Примечание 11)	964	762

Пересмотр контрактного обязательства перед Правительством (<i>Примечание 112</i>)	(679)	—
Увеличение скидки по обязательствам по ликвидации и восстановлению площадей (<i>Примечание 10</i>)	102	153
	6 841	2 194

18. РАСХОДЫ ПО НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ

Резерв по налогу на прибыль состоит из следующего:

<i>В тысячах долларов США</i>	2007	2006
Расходы по налогу на прибыль включают:		
- текущие расходы по налогу на прибыль	6 382	9
- расходы по отсроченному налогу на прибыль	9 268	6 964
Итого расходы по налогу на прибыль	15 650	6 973

Сверка расходов по налогу на прибыль, применимых к прибыли до уплаты налога на прибыль, по нормативной ставке налога на прибыль 30% с текущими расходами по налогу на прибыль по состоянию на 31 декабря дала следующие результаты:

<i>В тысячах долларов США</i>	2007	2006
Прибыль до налога на прибыль	53 454	19 944
Нормативная ставка налога на прибыль	30%	30%
Ожидаемый резерв для уплаты налога	16 036	5 983
Процентные расходы по займам, не относимые на вычеты	2 565	700
Корректировки текущего налога на прибыль за прошлый год	(2 128)	—
Прибыль от курсовой разницы	(1 875)	(103)
Увеличение скидки по обязательствам по ликвидации и восстановлению площадей и по задолженности перед правительством Казахстана	83	275
Налог, взимаемый у источника	—	167
Прочие	969	(49)
Расходы по налогу на прибыль, приведенные в прилагаемой консолидированной финансовой отчетности	15 650	6 973

Сальдо по отсроченному налогу, рассчитанному путем применения официально установленной ставки налога, действующей на соответствующие отчетные даты, к временным разницам между налогом и суммами, указанными в финансовой отчетности, включают следующее по состоянию на 31 декабря:

<i>В тысячах долларов США</i>	2007	2006
Отсроченные налоговые активы:		
Начисления	610	114
	610	114
Отсроченное налоговое обязательство:		
Основные средства	(26 585)	(15 959)
Запасы сырой нефти	(216)	(22)
Отсроченное налоговое обязательство, в чистом выражении	(26 191)	(15 867)

В 2007 г., согласно условиям Лицензии, Группа начала коммерческую добычу из первого горизонта для целей отчетности по налогу на прибыль. Поэтому Группа считает свой доход от продажи сырой нефти, добытой с первого горизонта - налогооблагаемым, а расходы по первому горизонту – вычитаемыми, за исключением тех расходов, которые не вычитаются в соответствии с налоговым законодательством РК. В текущем году это привело к отнесению к расходам по налогу на прибыль. До этого налог на прибыль был отсроченным.

По состоянию на 31 декабря изменение обязательств по уплате по отсроченного налога на прибыль было следующим:

	2007	2006
Сальдо на 1 января	(15 867)	(8 489)
Отнесение к резерву по курсовым разницам в текущем году	(1 056)	(414)
Отнесение к отчету о прибылях и убытках текущего года	(9 268)	(6 964)
Сальдо на 31 декабря	(26 191)	(15 867)

19. СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Для целей данной финансовой отчетности сделки со связанными сторонами включают, в основном, сальдо по сделкам и сделки между Товариществом и участниками и/или их дочерними предприятиями или ассоциированными организациями.

Сальдо по сделкам со связанными сторонами на отчетные даты и сделки со связанными сторонами за соответствующие годы представлены следующим образом.

Дебиторская задолженность связанных сторон на 31 декабря представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2007	2006
Торговая дебиторская задолженность и авансы		
Frans Van Der Schoot B.V.	1 500	—
Итого	1 500	—

Кредиторская задолженность связанным сторонам на 31 декабря представлена следующим образом:

<i>В тысячах долларов США</i>	2007	2006
Торговая дебиторская задолженность и авансы		
Amersham Oil LL.P.	81	—
Probel Capital Management B.V.	190	—
Итого	271	—

В течение лет, закончившихся 31 декабря 2007 и 2006 гг., Объединенное предприятие имело различные сделки со связанными сторонами:

<i>В тысячах долларов США</i>	2007	2006
Операционные расходы и общие и административные расходы, понесенные по сделкам со связанными сторонами		
Amersham Oil LL.P.	965	—
Frans Van Der Schoot B.V.	904	—
Probel Capital Management B.V.	2 144	—
Tensor Asset Management B.V.	—	2 508
Итого	4 013	2 508

Услуги менеджмента оплачиваются в соответствии с Соглашением о техническом содействии, подписанным между Товариществом, Amersham Oil LL.P., Probel Capital Management BV и Frans Van Der Shoot B.V. и включают геологические, геофизические, буровые, научные, технические и другие консультационные услуги.

Ежегодное вознаграждение четырем ключевым руководящим работникам составило 199 тыс. долл. США за 2007 год (в 2006 году: четыре работника, 143 тысячи долларов США). Другой ключевой управленческий персонал был нанят и получил зарплату в Amersham Oil LL.P., Frans Van Der Schoot B.V. и Probel Capital Management, их вознаграждение составляет часть операционных и общих и административных расходов, указанных выше.

Все связанные стороны являются компаниями, которые косвенно контролирует Фрэнк Монстрей.

**JUBILATA INVESTMENTS LIMITED, CLAYDON INDUSTRIAL LIMITED
И ИХ ДОЧЕРНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ТОО «КОНДЕНСАТ ХОЛДИНГ» И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»**

ПРИМЕЧАНИЯ К СВОДНОЙ ФИНАНСОВОЙ ИНФОРМАЦИИ

за год по 31 декабря 2007 г.

20. НЕПРЕДВИДЕННЫЕ ОБСТОЯТЕЛЬСТВА, ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ

Описание условий

Экономика Казахстана, хотя ей и присвоен статус рыночной с 2002 г., продолжает проявлять определенные особенности, свойственные переходной рыночной экономике. Эти особенности в прошлом включали историческую инфляцию с уровнем выше нормальной, дефицит ликвидности на рынках капитала, и существование валютного контроля, что приводило к неликвидности национальной валюты за пределами Казахстана. На непрерывный успех и стабильность экономики Казахстана окажут значительное влияние продолжающиеся

Тем временем, на деятельность и финансовое положение Товарищества будут продолжать оказывать влияние события в политике Казахстана, включая применение существующих и будущих законодательных и налоговых положений. Вероятность наступления таких событий и их влияние на Товарищество могут оказать значительное влияние на способность Товарищества продолжать работы. По состоянию на 31 декабря 2007 г., Товарищество считает, что не существует каких либо существенных фактов в отношении развивающихся рынков и развивающейся фискальной и правовой среды, включая существующие или будущие претензии и требования государства, из-за которых потребовалось бы вносить изменения в данную сводную финансовую информацию.

Обязательства инвестиционного характера

По состоянию на 31 декабря 2007 г. Товарищество имело контрактные инвестиционные обязательства на сумму 186 148 тыс. долл. США (2006 г.: 28 500 тыс. долл. США).

Операционная аренда

Товарищество заключило договор аренды головного административного офиса в г. Уральске в октябре 2006 г. на период 20 лет за 12 тыс. долл. США в месяц.

Обязательства по обучению и социальные обязательства

Как того требует контракт с правительством, Товарищество обязано израсходовать: (i) 250 тыс. долл. США в год на финансирование социальной инфраструктуры и (ii) один процент от капитальных затрат, понесенных в течение года, на цели обучения граждан Казахстана на ежегодной основе до окончания срока действия Контракта.

Условные обязательства

В порядке обычной деятельности Товарищество является объектом различных судебных исков и претензий. Руководство считает, что окончательное обязательство, если таковое будет иметь место, возникающее в результате таких исков или претензий, не окажет значительного негативного влияния на финансовое положение Товарищества или на результаты его будущих работ.

Товарищество оценивает вероятность возникновения существенных обязательств исходя из конкретных обстоятельств, и предусматривает резерв в своих финансовых отчетах только в тех случаях, где есть вероятность, что случатся конкретные события, приводящие к возникновению обязательств и сумму соответствующего обязательства можно разумно оценить. В настоящей финансовой отчетности не было отражено никаких резервов ни по одному из вышеупомянутых потенциальных обязательств.

Налогообложение

Налоговое законодательство и положения Казахстана подвержены продолжающимся изменениям и неоднозначному толкованию. Имеют место случаи противоречий между местными, областными и национальными налоговыми органами. Существующий порядок наложения взысканий и процентов,

связанный с опубликованными и раскрываемыми нарушениями налогового законодательства Казахстана, очень жесткий. Взыскания в общем случае составляют 50% от налогов и начисляются дополнительно, а процент определяется по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Казахстана, умноженной на 2,5. В результате штрафы и проценты могут в несколько раз превосходить все начисленные налоги. Налоговые периоды остаются открытыми для пересмотра налоговыми органами в течение пяти календарных лет до года пересмотра. При определенных обстоятельствах пересмотр может распространяться на более длительные периоды. Из-за неопределенностей, связанных с налоговой системой Казахстана, окончательная сумма налогов, штрафов и процентов, если есть, может превысить сумму, потраченную на настоящий день и накопленную по состоянию на 31 декабря 2007 г. По состоянию на 31 декабря 2007 г., руководство считает, что его интерпретация соответствующего законодательства является адекватной, и вероятно, что налоговый статус Товарищества сохранится, за исключением того, как предусмотрено или иным образом раскрыто в данной сводной финансовой информации.

Ликвидация и восстановление участков (вывод из эксплуатации)

По мере развития Казахских законов и положений касательно обязательств по ликвидации и восстановлению участков, Товарищество может понести дальнейшие издержки, сумму которых невозможно определить в настоящий момент. О таких издержках, когда о них станет известно, будут сообщать как о новой информации, по мере развития законов и оценок.

Вопросы охраны окружающей среды

Товарищество также может понести непредвиденные убытки в результате претензий со стороны региональных природоохранных органов, которые могут возникнуть в отношении прошлых периодов освоения месторождений, разрабатываемых Товариществом в настоящее время. По мере развития казахстанского законодательства и нормативных актов, регулирующих платежи за загрязнение окружающей среды и восстановительные работы, Товарищество в будущем может понести затраты, размер которых невозможно определить в настоящее время, ввиду влияния таких факторов, как неясность в отношении определения сторон, несущих ответственность за такие затраты, и оценка Правительством Республики Казахстан возможностей вовлеченных сторон по оплате затрат на восстановление окружающей среды. Однако, в зависимости от всех неблагоприятных претензий или штрафов, начисленных казахстанскими контролирующими органами, возможно, что на результаты будущих работ или поток денежной наличности Товарищества будет оказано существенное влияние в конкретный период.

21. ЗАДАЧИ И ПОЛИТИКИ ПО УПРАВЛЕНИЮ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые обязательства Товарищества включают займы в банках, задолженность перед правительством Казахстана, торговая кредиторская задолженность и прочие текущие обязательства. Основным назначением данных финансовых обязательств является финансирование разработки Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения и работ на нем. Финансовые активы Товарищества состоят из торговой и прочей дебиторской задолженности, денежной наличности и ее эквивалентов.

Основные риски, возникающие из финансовых инструментов Товарищества это риск, связанный со ставкой вознаграждения, риск, связанный с обменом иностранной валюты, риск ликвидности, риск, связанный с ценами на сырьевые товары и риск неплатежа по кредиту. Руководство Товарищества рассматривает и согласовывает политики управления каждым из этих рисков, которые вкратце изложены ниже.

Риск, связанный со ставкой вознаграждения

Риск, связанный со ставками вознаграждения, - это риск изменений рыночных ставок вознаграждения, снижения общего дохода на инвестиции и увеличения оттока денежных средств по займам. Товарищество не подвержено риску, связанному со ставками вознаграждения, поскольку ставки вознаграждения по его займам являются фиксированными на весь срок действия таких займов.

Риск, связанный с обменом иностранной валюты

Поскольку значительная часть работ Товарищества выражена в казахстанских тенге, на бухгалтерский баланс Товарищества могут оказать значительное влияние движения обменного курса долл. США / тенге. Товарищество снижает влияние валютного риска посредством займов в долл. США и выражением доходов от реализации в долл. США.

Следующая таблица демонстрирует чувствительность к достаточно возможному изменению обменного курса долл. США, со всеми прочими факторами, удерживаемыми на фиксированном уровне, прибыли Товарищества до вычета налога (в связи с изменениями в справедливой стоимости денежных активов и обязательств).

	Увеличение/ уменьшение обменного курса долл. США к Тенге	Влияние на прибыль до уплаты налогов
2007		
долл. США	+5%	(6 934)
долл. США	-5%	6 934
2006		
долл. США	+5%	(5 220)
долл. США	-5%	5 220

Риск ликвидности

Риск ликвидности - это риск того, что Товарищество может испытать трудности при привлечении средств, необходимых для удовлетворения всех требований по обязательствам, связанным с финансовыми инструментами. Риск ликвидности может возникнуть в результате неспособности быстро реализовать финансовый актив по стоимости, близкой к его справедливой стоимости.

Требования к уровню ликвидности отслеживаются на регулярной основе, и руководство обеспечивает наличие достаточных средств для удовлетворения всех требований по мере их возникновения.

Нижеприведенная таблица дает обзор сроков платежей по обязательствам Товарищества по состоянию на 31 декабря, 2007 г. на основании недисконтированной оплаты по контрактам:

Год, закончившийся 31 декабря, 2007	До востре- бования	Менее 3 мес.	3-12 мес.	1-5 лет	более 5 лет	Итого
Займы	—	3 061	42 460	203 982	—	249 503
Кредиторская задолженность по торговым операциям	30 459	—	5 309	—	—	35 768
Прочие текущие обязательства	4 971	—	—	—	—	4 971
Причисляется правительству Казахстана	—	1 289	773	4 124	18 814	25 000
	35 430	4 350	48 542	208 106	18 814	315 242
Год закончившийся 31 декабря 2006						
Займы	—	2 371	2 728	78 569	15 230	98 898
Кредиторская задолженность по торговым операциям	12 890	—	—	—	—	12 890
Прочие текущие обязательства	2 139	—	—	—	—	2 139
Причисляется правительству Казахстана	—	—	—	3 804	21 196	25 000
	15 029	2 371	2 728	82 373	36 426	138 927

Риск, связанный с ценами на сырьевые товары

Товарищество подвержено влиянию колебаний цен на сырую нефть, цены на которую устанавливаются в долл. США на мировых рынках. Товарищество подготавливает годовые бюджеты и периодические прогнозы, включая анализ чувствительности в отношении различных уровней цен на сырую нефть в будущем.

Товарищество не хеджирует свой риск, связанный с колебаниями цен на сырую нефть.

Кредитный риск

Финансовые инструменты, которые потенциально подвергают Товарищество влиянию кредитного риска, включают, преимущественно, дебиторскую задолженность и денежные средства в банке. Максимальная подверженность кредитному риску представлена балансовой стоимостью каждого финансового актива. Товарищество считает, что его максимальная подверженность риску отражается суммой торговой дебиторской задолженности и авансов.

Товарищество размещает свои денежные средства в БТА, который имеет кредитный рейтинг BB (отрицательный) по долгосрочным депозитам в долл. США, полученный от агентства Standard and Poog в году, закончившемся 31 декабря, 2007 г. (2006 г.: BB (положительный)). Товарищество не выступает гарантом по обязательствам других сторон.

Товарищество продает нефть и производит авансовые платежи только признанным, кредитоспособным третьим сторонам. В дополнение к этому, сальдо по дебиторской задолженности постоянно контролируется с тем результатом, что подверженность Товарищества безнадежным долгам и вероятность взыскания авансовых платежей незначительны и поэтому риск неуплаты задолженности по кредиту низкий.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость определяется как сумма, по которой инструмент может быть обменен между осведомленными сторонами на коммерческих условиях, за исключением ситуаций с вынужденной реализацией или реализацией при ликвидации. Так как для большинства финансовых инструментов Товарищества отсутствуют готовые рынки, при оценке справедливой стоимости необходимо использовать суждения на основе текущих экономических условий и конкретных рисках, присущих инструменту.

Руководство считает, что балансовая стоимость финансовых активов и обязательств Товарищества, состоящих из денег и эквивалентов денег, торговой дебиторской задолженности и авансов, торговой и прочей кредиторской задолженности и обязательств по долговым инструментам отличается незначительно от их справедливой стоимости на 31 декабря 2007.

22. ПОСЛЕДУЮЩИЕ СОБЫТИЯ

Кредитная линия с BNP Paribas

Товарищество заключило договор о банковском кредите под обеспечение с преимущественным правом требования на 550 000 000 долл. США с BNP Paribas в качестве уполномоченного ведущего организатора кредита со сроком погашения не позднее 31 декабря 2014 г., с Товариществом в качестве заемщика и Zhaikmunai L.P. и Объединенным предприятием в качестве поручителей. Товарищество позаимствовало 7 марта 2008 г. приблизительно 291 млн. долл. США для цели (в числе прочего) полного рефинансирования кредитной линии БТА и полного рефинансирования займа Blavin. Впоследствии Товарищество использует поступления от кредитной линии BNP Paribas для финансирования строительства Установки подготовки газа и разработки месторождения. Кредитная линия BNP Paribas включает три транша в размере 200 млн. долл. США, 200 млн. долл. США и 150 млн. долл. США. Все стандартные документарные условия соблюдены. Однако, доступно только приблизительно 341 млн. долл. США кредитной линии BNP Paribas до тех пор, пока не будет вложено не менее 90 млн. долл. США в Жаикмунай. К тому же (как только будет сделано указанное вложение) следующие 50 млн. долл. США транша 3 будут доступны после успешной синдикации (или если мажоритарные кредиторы согласятся) и последние 50 млн. долл. США транша 3 будут доступны при наличии успешной синдикации и будут исключительно предназначены для финансирования перерасходов средств.

Ставка процента по непогашенной части займа по каждому траншу - ставка LIBOR плюс обязательная стоимость плюс по траншу 1 - маржа 3%, по траншу 2 - маржа 4% и по траншу 3 - маржа 5%.

Вся непогашенная часть займа выплачивается в соответствии с графиком погашения, с уменьшением общего обязательства до 450 млн. долл. США 31 декабря 2010 г. и уменьшением до 0 к 31 декабря 2014 г. Кроме того, кредитная линия BNP Paribas подлежит обязательному досрочному погашению в объеме, в котором Товарищество получает доход от реализации материальных средств, выпуска облигаций и свипа наличности

50% от полученного Товариществом дохода (свыше 25 млн. долл. США). Товарищество также уполномочено добровольно досрочно погасить оставшиеся суммы. От Товарищества потребуются периодически предоставлять обычные заверения и гарантии и брать на себя определенные обязательства.

От Товарищества потребуются внедрить программу хеджирования, исходя из которой оно будет хеджировать цену сырой нефти Brent на уровне минимум 70 долл. США за баррель по меньшей мере 25% первоначального профиля добычи по СВ и Западному Турнейскому горизонту на период с 2008 по 2013 гг. От Товарищества дополнительно потребуются содержание счета резерва на обслуживание долга с остатком равным как минимум 5% невыплаченной суммы по кредитной линии BNP Paribas. Наконец, от Товарищества потребуются заключение годовых контрактов на закупку нефти и газа (контракт на газ начнется в 2010 г.) с потребителями на 80% общей добычи и 100% добычи доступной для экспорта. Обязательства Товарищества по кредитной линии BNP Paribas обеспечены различными формами обеспечения, включая, (i) залог свыше 100% долевого участия в Товариществе; (ii) залоги банковских счетов; (iii) переуступка прав по контрактам на закупку продукции; (iv) переуступка всех гарантий или гарантий выполнения контракта, выпущенных в связи с контрактом с КСС на установку подготовки газа; и (v) переуступка выгод по существующим и будущим соответствующим страховым полисам Товарищества.

На дату данной отчетности Товарищество позаимствовало 321 291 тыс. долл. США из кредитной линии.

Первое открытое размещение акций

Как описывается в Примечании 1, часть привлеченных доходов от первого открытого размещения акций 28 марта 2008 г., была использована для выполнения обязательств по кредитному договору с BNP Paribas, как упомянуто выше.

Установка подготовки газа

В результате совещаний с различными подрядчиками в течение первого квартала 2008 г., 10 апреля 2008 г. было подписано дополнительное соглашение к контракту с КСС. Это повлияло на стоимость контракта, первоначально подписанного в августе 2007 г. которая увеличилась на 45 млн. долл. США и общая стоимость составила 227 миллионов долл. США.

Увеличение объема работ включает дополнительную установку сепарации газа и конденсата мощностью 23 000 бар/с свободного конденсата, а также установку стабилизации сернистого конденсата мощностью 23 000 бар/с, которая приблизительно будет производить 20 000 бар/с стабильного конденсата.

ФИНАНСОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ ЭМИТЕНТА
(НЕ ПРОШЕДШАЯ АУДИТОРСКУЮ ПРОВЕРКУ)

ZHAIKMUNAI FINANCE B.V.

БАЛАНС НА НАЧАЛО ОТЧЕТНОГО ПЕРИОДА

АКТИВЫ	-	
Внеоборотные активы.....		
Оборотные активы.....	-	
Наличные денежные средства и их эквиваленты.....	18 000	
ИТОГО АКТИВЫ		<u>18 000</u>
 СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		
Капитал и резервы.....	-	
Оплаченный капитал.....	18 000	
Долгосрочные обязательства.....		
Текущие обязательства.....	-	
ИТОГО СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		<u>18 000</u>

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ZHAIKMUNAI LP

**РАСЧЕТНЫЕ БУДУЩИЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ,
СООТВЕТСТВУЮЩИЕ УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАИКМУНАЙ»**

НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

СОДЕРЖАНИЕ

ОБСУЖДЕНИЕ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАПАСОВ

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ПО ДОКАЗАННЫМ И ВЕРОЯТНЫМ ПРОГНОЗНЫМ ДАННЫМ

ОБЩИЕ ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ ЗАПАСЫ
ОБЩИЕ ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ ЗАПАСЫ
ОБЩИЕ ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ НЕРАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ ЗАПАСЫ
ОБЩИЕ ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ НЕОСВОЕННЫЕ ЗАПАСЫ

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ПО ДОКАЗАННЫМ ПРОГНОЗНЫМ ДАННЫМ

ОБЩИЕ ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ
ОБЩИЕ ДОКАЗАННЫЕ РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ ЗАПАСЫ
ОБЩИЕ ДОКАЗАННЫЕ НЕРАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ ЗАПАСЫ
ОБЩИЕ ДОКАЗАННЫЕ НЕОСВОЕННЫЕ ЗАПАСЫ

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ ПО ВЕРОЯТНЫМ ПРОГНОЗНЫМ ДАННЫМ

ОБЩИЕ ВЕРОЯТНЫЕ ЗАПАСЫ
ОБЩИЕ ВЕРОЯТНЫЕ НЕРАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ ЗАПАСЫ
ОБЩИЕ ВЕРОЯТНЫЕ НЕОСВОЕННЫЕ ЗАПАСЫ

ТАБЛИЦЫ

18 сентября 2009 г.

ТОО Жаикмунай
Республика Казахстан
г.Уральск пр. Евразия 59\2

Вниманию: В.М. Дружинин

Уважаемые господа,

Согласно вашему запросу мы подготовили отчет по подсчету запасов, будущей добычи и доходам, соответствующим условиям Соглашения о разделе добычи (СРП) между Республикой Казахстан и ТОО Жаикмунай на 1 июля 2009 г. Месторождение расположено в Республике Казахстан. Данные по доходам были рассчитаны с использованием общефирменной ценовой политики.

Исходя из экономических и политических факторов, в отношении прогноза будущих цен на углеводород имеется значительная неопределенность. Извлекаемые запасы и получаемый по ним доход напрямую связаны с фактическими ценами на углеводород, поэтому объемы фактически извлеченных запасов и сумма фактически полученного дохода могут значительно отличаться от расчетных цифр, представленных в данном отчете. Результаты данного исследования представлены ниже.

Zhaikmunai LP

Подсчитанные будущие запасы и доход
в соответствии с условиями СРП
между Республикой Казахстан и ТОО Жаикмунай,
общефирменной ценовой политикой Zhaikmunai LP
на 1 июля 2009 г.

Чистые оставшиеся запасы	Доказанные			
	освоенные		неосвоенные	Итого доказанные
	Разрабатываемые	Неразрабатываемые		
Нефть/конденсат – барр	15 850 550	11 503 014	25 236 434	52 589 998
Продукция установок, барр	2 651 534	6 311 647	9 825 830	18 789 011
Газ, млн.ф3	31 062	106 973	155 487	293 522
Доход, млн.США				
Будущий валовой доход	1 035 857	1 091 676	2 101 500	4 229 033
Вычеты	527 240	467 729	978 363	1 973 331
Будущий чистый доход (БЧД)	508 617	623 947	1 123 137	2 255 702
Дисконтированный БЧД по ставке 10%	274 405	346 515	541 971	1 162 891

Zhaikmunai LP

Подсчитанные будущие запасы и доход
в соответствии с условиями СРП
между Республикой Казахстан и ТОО Жаикмунай,
на 1 июля 2009 г.

Чистые оставшиеся запасы	Вероятные		
	Неразрабатываемые	неосвоенные	Итого вероятные
Нефть/конденсат – барр	32 516 653	100 133 060	132 649 713
Продукция установок, барр	1 574 076	48 685 387	50 259 463
Газ, млн.ф3	16 927	797 209	814 136
Доход, млн.США			
Будущий валовой доход	1 933 461	9 019 449	10 952 909
Вычеты	805 546	4 077 453	4 882 996
Будущий чистый доход (БЧД)	1 127 915	4 941 996	6 069 913
Дисконтированный БЧД по ставке 10%	426 032	1 836 579	2 262 612

Zhaikmunai LP

Подсчитанные будущие запасы и доход
в соответствии с условиями СРП
между Республикой Казахстан и ТОО Жаикмунай,
общефирменной ценовой политики Zhaikmunai LP
на 1 июля 2009 г.

Чистые оставшиеся запасы	Доказанные + вероятные			
	освоенные		Доказанные	
	Разрабатываемые	Неразрабатываемые	неосвоенные	Итого доказанные + вероятные
Нефть/конденсат – барр	15 850 550	44 019 667	125 369 494	185 239 711
Продукция установок, барр	2 651 534	7 885 723	58 511 217	69 048 474
Газ, млн.ф3	31 062	123 900	952 696	1 107 658
Доход, млн.США				
Будущий валовой доход	1 035 857	3 025 138	11 120 949	15 181 943
Вычеты	527 240	1 273 274	5 055 815	6 856 327
Будущий чистый доход (БЧД)	508 617	1 751 864	6 065 134	8 325 616
Дисконтированный БЧД по ставке 10%	274 405	772 547	2 378 550	3 425 502

Жидкий углеводород выражается в стандартных 42 галлонах баррелей. Весь объем газа представляет собой товарный газ, выражаемый в миллионах куб. футов по установленной величине температуры и давления на тех участках, где залегают запасы газа.

В следующей таблице показаны общие объемы валовой добычи с Чинаревского месторождения, начиная с 1 июля 2009 г до конца срока лицензии

Чинаревское месторождение Подсчитанные валовые запасы на 1 июля 2009 г.

Чистые оставшиеся запасы	Доказанные			
	Разрабатываемые	Неразрабатываемые	неосвоенные	Итого доказанные
Нефть/конденсат – барр	17 451 204	12 760 428	28 308 475	58 520 107
Продукция установок, барр	2 955 052	7 024 698	11 066 208	21 045 958
Газ, млн.ф3 (после усадки)	35 750	123 473	176 199	335 422

Чинаревское месторождение Подсчитанные валовые запасы на 1 июля 2009 г.

Чистые оставшиеся запасы	Вероятные			
	Разрабатываемые	Неразрабатываемые	неосвоенные	Итого вероятные
Нефть/конденсат – барр	0	37 462 628	116 025 078	153 487 706
Продукция установок, барр	0	1 813 368	56 263 885	58 077 253
Газ, млн.ф3 (после усадки)	0	19 452	918 261	937 713

Чинаревское месторождение
Подсчитанные валовые запасы
на 1 июля 2009 г.

Чистые оставшиеся запасы	Доказанные + Вероятные			
	Разрабатываемые	Неразрабатываемые	неосвоенные	Итого доказанные + вероятные
Нефть/конденсат – барр	17 451 204	50 223 056	144 333 553	212 007 813
Продукция установок, барр	2 955 052	8 838 066	67 330 093	79 123 211
Газ, млн.ф3 (после усадки)	35 750	142 925	1 094 460	1 273 135

Будущий валовой доход получается путем вычета роялти, подлежащим уплате Республике Казахстан в соответствии с СРП. Вычеты включают в себя средние переменные затраты на эксплуатацию скважин, повторное заканчивание, бурение и заканчивание, установки подготовки газа, прочие затраты на инфраструктуру, выплату бонуса добычи и стоимость ликвидации. Будущий чистый доход получается путем вычета подоходных налогов РК и общеадминистративных накладных расходов. На будущий чистый доход не делали поправку на непогашенные займы, и он не включает в себя поправки на наличность в кассе или нераспределенный доход. Запасы жидкого углеводорода представляют приблизительно 84%, а запасы газа – оставшиеся 16% от общего будущего валового дохода по доказанным запасам.

Дисконтированный будущий валовой доход, показанный выше, был рассчитан с использованием ставки дисконтирования 10% годовых, сложенных ежемесячно. Будущий валовой доход был дисконтирован по четырем другим ставкам дисконтирования, которые также были сложены ежемесячно. Эти результаты показаны по каждому расчету будущей добычи и дохода, как представлено в последнем разделе данного отчета и в следующей сводной форме.

Дисконтированный будущий валовой доход, млн. ДСША
на 1 июля 2009 г.

Ставка дисконтирования, %	Итого доказанные	Итого вероятные	Итого доказанные + вероятные
12	1 037 444	1 881 290	2 918 734
15	881 883	1 432 213	2 314 096
20	686 030	911 795	1 597 826
25	544 209	574 026	1 118 235

Результаты, показанные выше, представлены для вашего сведения и не могут толковаться как наш расчет справедливой рыночной цены.

По вашему требованию мы включили наш расчет следующих возможных запасов. Возможные запасы можно отнести к коллекторам, прилегающим к Вероятным, по которым управление данными и интерпретация имеющихся данных менее определенные. Зачастую, они могут залегать там, где геология и инженерные данные не смогут точно определить район и границы вертикальных коллекторов для коммерческой добычи из залежей по определенному проекту. Возможные запасы также включают приростные объемы, связанные с плановым извлечением, независимо от тех, что подразумеваются для Вероятных. Помимо подсчитанных запасов категории 2P, в Бийско-Афонинском, Турнейском, Живетском и Нижнепермском существует дополнительный значительный потенциал для оценки и разведки. Возможные запасы категории 3P, подсчитанные на 1 июля 2009 г. составили 350,4 млн. баррелей жидкой фракции и 1,236 млрд. куб. футов товарного газа. Разбивка возможных запасов, подсчитанных компанией Райдер Скотт представлена в следующей таблице.

Залежь	Часть	Товарный газ, млн.б.э.н.	Продукция с установок, млн.барр	Нефть/конденсат, млн.барр	Итого, млн.б.э.н
Бийский/Афонинский	Сев.	325 200	38 100 000	17 700 000	110 000 000
Бийский/Афонинский	Зап.	422 400	49 500 000	23 000 000	142 900 000

Турней	Южн.	156 000	14 600 000	8 600 000	49 200 000
Турней	Зап.	246 000	164 000 000	19 300 000	224 300 000
Муллинский	Зап.	82 800	9 400 000	5 700 000	28 800 000
Фаменский	Южн.	3 600	300 000	200 000	1 100 000
ИТОГО		1 236 000	275 900 000	74 500 000	556 300 000

Как в северной, так и в западной части Бийско-Афонинской залежи имеются большие возможные районы, определенные сейсмическими исследованиями, которые простираются за пределами контроля доказанных и вероятных районов.

Турней (юг) имеет значительные возможные запасы, так как подсчет доказанных и вероятных запасов учитывал только твердую фракцию, содержащуюся в газоконденсатной залежи Т1. Объемы, связанные с низкими интервалами включены возможные запасы.

Возможные запасы Турнейской залежи (запад) связаны с большинством объемов, так как только скважина 33 была испытана на углеводород в западной части.

Муллинский (запад) был понижен в категории возможных запасов после ненадежного испытания в скважине 33.

По Фаменскому (южн) возможные запасы были определены исходя из успешного испытания в скважине 31, совмещенного с нехваткой текущей технологической схемы.

Доказанные запасы, включенные в этот отчет соответствуют определению, утвержденному Обществом Инженеров - Нефтяников (ОИН) и Всемирным Нефтяным конгрессом (ВНК), Американской Ассоциацией геологов-нефтяников (ААГН) и Обществом инженеров по оценке запасов нефти и газа (ОИОЗНГ), как указано в Системе Управления Нефтяными Ресурсами (СУНР) от 2007 г. за исключением того, что они базируются на ценовых и стоимостных параметрах, что предусматривает их будущие изменения в текущих экономических условиях, как оговаривается в других разделах данного отчета, в то время как определение, утвержденное СУНР не предполагает, что изменения в текущих экономических условиях не произойдут в будущем. Вероятные и возможные запасы, включенные в этот отчет соответствуют определению, утвержденному ОИН, ААГН, ОИОЗНГ и ВНК как указано в СУНР от 2007 г. с использованием детерминированного метода. Определения доказанных, вероятных и возможных запасов описаны в таблице «Определения нефтяных запасов» данного отчета.

Вероятные запасы имеют наименьшую возможность извлечения, чем доказанные запасы, а запасы, классифицированные как возможные имеют меньшую вероятность извлечения, чем вероятные запасы. Объемы запасов и доходы, относимые на счет запасов разных классов и включенные в данный отчет, не были откорректированы для отражения разной степени риска, связанного с ними, и таким образом они не сопоставимы.

Из-за прямой взаимосвязи между объемами доказанных неосвоенных запасов и программами освоения, мы включили в категорию доказанных неосвоенных запасов только те запасы, которые приписываются к неосвоенным территориям, и которые, как нас заверили, будут обязательно буриться.

Подсчет запасов

В целом, запасы, включенные в этот отчет, были подсчитаны с помощью метода технических характеристик или объемного метода, однако использовались и другие методы в тех случаях, когда характеристики данных, указывали, что такие другие методы были, на наш взгляд, более подходящими. Для запасов, подсчитанных с помощью метода характеристик, использовали различные исторические данные в тех случаях, где такие данные были определяющими. Это и есть анализ изменения дебита и отношения рабочей жидкости ко времени и к совокупной добыче, так как извлекаемые пластовые флюиды представляют собой ценную информацию, чтобы прогнозировать конечный объем извлекаемой продукции. Запасы подсчитывались объемным методом в тех случаях, когда имелись неполноценные исторические данные о характеристиках для установления определительной динамики развития или тогда, когда данные по параметрам добычи, взятые за основу для подсчета запасов, считались неприемлемыми. Объемный метод использует геолого-геофизическое описание коллекторов, свойства пород наряду со свойствами пластовых флюидов для подсчета углеводорода в пласте. С учетом подсчета углеводорода в пласте и той части, которая может быть извлечена при определенном количестве скважин и рабочих условиях, можно выполнить подсчет на основе аналогичного месторождения или параметров скважины и/или изучения с помощью моделирования, используя имеющуюся информацию о коллекторе.

Данные по запасам, включенные в этот отчет – всего лишь приблизительные подсчеты и не должны рассматриваться как точные объемы. Они могут или не могут быть фактически извлечены,

а если будут извлечены, то доходы по ним и их фактическая стоимость может быть больше или меньше предполагаемых сумм. Более того, подсчеты запасов могут увеличиваться или уменьшаться в результате будущих операций.

Будущие объемы добычи

Начальные дебиты основаны на текущих объемах добычи из тех скважин, которые в данный момент находятся в эксплуатации. Для подсчета ожидаемых первоначальных объемов для тех скважин или территорий, на которых не ведется добыча, были использованы результаты испытания и другая соответствующая информация. Если нет тенденции к сокращению добычи, будущие объемы сохраняются постоянными или же корректируются, при необходимости, в соответствии с рыночными условиями пока не появится предположение о падении добычи. Предполагаемый темп падения был применен к истощению запасов. Если имеется тенденция к снижению, то она берется за основу для подсчета будущих объемов добычи. Для тех запасов, которые еще не добываются, начало реализации ожидается на предполагаемую дату, предоставленную Жаикмунаем.

Темпы добычи в будущем из скважин, сейчас находящихся в эксплуатации, могут быть более или менее расчетных из-за изменений в рыночных условиях или разрешенных норм добычи, устанавливаемые контролирующими органами. Скважины или буровые площадки, которые сейчас не производят, могут начать производство в более ранние или поздние сроки по сравнению с прогнозируемыми в наших расчетах их будущих темпов добычи.

Цены на углеводороды

По вашей просьбе в данном отчете применялись следующие цены на углеводороды.

Будущая цена на нефть и конденсат прогнозировалась на уровне 50.00 ДСША за баррель на 2009 г., 55.00 ДСША за баррель на 2010 г., 60.00 ДСША за баррель на 2011 г. и далее.

Будущая цена на продукцию установок прогнозировалась на уровне 24.00 ДСША за баррель на 2009 г., 28.11 ДСША за баррель на 2010 г., 31.42 ДСША за баррель на 2011 г. и далее,

Будущая цена на газ прогнозировалась на уровне 2.47 ДСША за тысячу кубических футов (на срок действия права собственности).

Затраты

Эксплуатационные затраты основываются на информации, полученной от Zhaikmunai LP. В основе этой информации лежали текущие затраты на месторождении и данные от эксплуатации других аналогичных месторождений и ТЭО, выполненных независимыми казахстанскими институтами. Эксплуатационные затраты рассчитывались по постоянной и переменной основе и, по нашему мнению, отражают предполагаемые увеличения затрат при увеличении добычи. Они также включают затраты по заработной плате и поправки к затратам по заработной плате в связи с количеством работников.

Zhaikmunai LP представил данные по транспортным затратам – 14.94 ДСША/барр. по нефти/конденсату, и 9.51 ДСША/барр. по СУГ («продукция установки» или «СУГ»).

Затраты на разработку месторождения были представлены Zhaikmunai LP. Затраты по бурению и заканчиванию будущих скважин основываются на фактической стоимости аналогичных скважин. Затраты по инфраструктуре основываются на текущих расчетах и/или на фактической стоимости аналогичных проектов. В затраты на разработку включены расходы, связанные с бурением и заканчиванием скважин, строительством газо- и нефтепровода, другие инфраструктурные затраты, расходы по объектам переработки нефти, газоперерабатывающей установке, терминалу СУГ, автоцистернам по перевозке СУГ, затраты по строительству вахтового поселка, закачке воды и производству энергии, а также расходы по ликвидации объектов и скважин. В затраты на разработку также включены расходы по пуску в эксплуатацию, управленческие расходы, страхованию и непредвиденные расходы.

Общая часть

Таблицы с 1 по 139 представляют наши расчетные прогнозные данные и доходы по годам, начиная с 1 июля 2009 года, по категориям запасов и по скважинам.

Представленные здесь подсчеты запасов основываются на детальном изучении объекта недвижимости, на который у Zhaikmunai LP есть право осуществления добычи углеводородов и разведочных работ. Г-н Лари Нелмс из компании Райдер Скотт провел исследования на месторождении этого объекта недвижимости в июне 2009 г.. В данном отчете не рассматривались какие-либо возможные обязательства по охране окружающей среды, которые могут существовать, ни затраты, связанные с обязательством по восстановлению и ликвидации того или иного ущерба в связи с прошлыми работами по эксплуатации. Источник сообщил нам о том, что они представили нам все расчеты, записи, геологические и технические данные, отчеты и другие данные, необходимые для данного отчета. В отчете отражены условия Соглашения о Разделе Продукции между Республикой Казахстан и ТОО «Жаикмунай». В отчете приводится выплата роялти Республике Казахстан, положения о profit oil и платежи по бонусу за добычу, установленные в Соглашении о Разделе Продукции.

Zhaikmunai LP заверила нас о своем намерении и способности продолжать работы по разработке, приведенные в данном отчете.

Ни мы, ни кто-либо из наших работников не имеют какой-либо заинтересованности в данном объекте недвижимости, и ни привлечение нас к выполнению данного исследования, ни оплата за него не повлияли на нашу оценку запасов и будущих доходов по указанному объекту недвижимости.

Данный отчет подготовлен исключительно и единственно для Zhaikmunai LP и ради его выгоды, и не может быть предназначен для других целей без нашего предварительного письменного согласия на такое использование. В наших офисах уполномоченные стороны могут получить доступ к данным, рабочей документации и картам, использованным при подготовке данного отчета. Просим связаться с нами, если вам в дальнейшем понадобятся наши услуги.

С уважением,

RYDER SCOTT COMPANY, L.P.

(подпись)

Джеймс Л. Бэрд

Старший Вице-Президент

ПЕЧАТЬ

8 апреля 2010 г.

ТОО Жаикмунай
Республика Казахстан
г.Уральск пр. Евразия 59\2

Вниманию: В.М. Дружинин

Уважаемые господа,

Настоящим письмом мы исправляем ошибку в нашем отчете от 18 сентября 2009 г. о запасах и будущих расходах ТОО Жаикмунай на 1 июля 2009 г. Ошибка была сделана в таблице возможных запасов на стр. 5. Заголовки для продукции с установок и нефти\конденсата были поменаны местами. Ниже прилагаем правильную таблицу.

Возможные запасы (общий) на 1 июля 2009 г.

Залежь	Часть	Товарный газ, млн.б.э.н.	Нефть/ конденсат, млн.барр	Продукция с установок, млн.барр	Итого, млн.б.э.н
Бийский/Афонинский	Сев.	325 200	38 100 000	17 700 000	110 000 000
Бийский/Афонинский	Зап.	422 400	49 500 000	23 000 000	142 900 000
Турней	Южн.	156 000	14 600 000	8 600 000	49 200 000
Турней	Зап.	246 000	164 000 000	19 300 000	224 300 000
Муллинский	Зап.	82 800	9 400 000	5 700 000	28 800 000
Фаменский	Южн.	3 600	300 000	200 000	1 100 000
ИТОГО		1 236 000	275 900 000	74 500 000	556 300 000

Это письмо подготовлено для исключительного использования и только для пользы ТОО Жаикмунай и не может быть использовано для иных целей без нашего предварительного письменного согласия на такое использование.

С уважением,

RYDER SCOTT COMPANY, L.P.

(подпись)
Джеймс Л. Бэрд
Старший Вице-Президент

КЛАССИФИКАЦИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ

ВЗЯТЫ ИЗ:

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЯНЫМИ РЕСУРСАМИ (СУНР)

организовано и утверждено:

ОБЩЕСТВО ИНЖЕНЕРОВ-НЕФТЯНИКОВ (ОИН)

ВСЕМИРНЫЙ НЕФТЯНОЙ КОНГРЕСС (ВНК)

АМЕРИКАНСКАЯ АССОЦИАЦИЯ ГЕОЛОГОВ-НЕФТЯНИКОВ (ААГН)

ОБЩЕСТВО ИНЖЕНЕРОВ ПО ОЦЕНКЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ (ОИОЗН)

ПРЕАМБУЛА

Термин «ресурсы» обычно применяется ко всем объемам нефти (извлекаемые и неизвлекаемые), естественно залегаемые на в земной коре, обнаруженные или необнаруженные, плюс добытые объемы.

Термин «запасы» входит в подгруппу ресурсов, в целом относящихся к обнаруженным объемам нефти, которые предполагаются для коммерческого извлечения из достоверных залежей начиная с данного времени и далее. Все оценки запасов подразумевают некоторую степень неопределенности. Такая неопределенность зависит главным образом от объема надежных геологических и технических данных на момент оценки и интерпретации этих данных. Относительная степень неопределенности может возникать из-за размещения запасов в одну из двух основных категорий, или в категорию доказанных запасов, или же в категорию недоказанных. Недоказанные запасы являются менее определенными в плане извлечения, чем доказанные, и могут далее классифицироваться как вероятные и возможные запасы с тем, чтобы обозначить прогрессивно возрастающую неопределенность в вопросе их извлекаемости.

То, что ОИН и ВНК намерены, помимо доказанных запасов, установить еще и дополнительные классификации и преследует цель способствовать согласованности среди профессионалов, использующих эти термины. Представляя эти определения, ни одна организация не рекомендует передавать широкой огласке те запасы, которые были классифицированы как недоказанные. Обнародование информации об объемах, выделенных как недоказанные запасы, оставляется на усмотрение соответствующих стран или компаний.

Оценка запасов проводится в условиях неопределенности. Метод оценки называется детерминистским, если отдельная, наиболее точная оценка запасов проводится исходя из достоверных геологических, технических и экономических данных. Метод оценки называется вероятностным, когда достоверные геологические, технические и экономические данные используются для выработки ряда оценок и связанных с ними вероятностей. Идентификация запасов как доказанных, вероятных и возможных является наиболее частым методом классификации и дает указание на вероятность извлечения. Из-за возможных различий в неопределенности, необходимо соблюдать предосторожность при объединении запасов из разных классификаций.

Оценки запасов обычно пересматриваются по мере поступления дополнительных геологических или технических данных, или же при изменении экономических условий. В запасы не входят объемы нефти, хранимые как товарно-материальные ресурсы, они могут быть уменьшены при потреблении или потерях при переработке, если это необходимо для финансовой отчетности.

Запасы могут отнесены за счет как природной энергии, так и за счет усовершенствованных методов добычи. Под усовершенствованными методами добычи подразумеваются все методы, которые дополняют природную энергию или изменяют природные силы в пласте с целью увеличения конечной нефтеотдачи. Примерами таких методов являются поддержание давления, рециркуляция, обводнение, термические методы, нагнетание химреагентов в пласт, применение смешивающихся и несмешивающихся вытесняющих жидкостей. В будущем могут появиться другие усовершенствованные методы добычи, поскольку нефтяные технологии продолжают развиваться.

Запасы могут быть отнесены либо к условным, либо к безусловным нефтяным залежам. Нефтяные залежи считаются либо условными, либо безусловными, исходя из природы их пластовых параметров, метода извлечения или степени подготовки до продажи. Примеры

неусловных нефтяных залежей включают в себя угольные пласты или прослои угля с метаном, газ в центре залежи, сланцевый газ, газогидрат, природный битум и залежь горючих сланцев. Эти неусловные залежи могут требовать специальной технологии извлечения и/или существенной подготовки до продажи.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ И УКАЗАНИЯ ОИН-СУНР

В марте 2007 г. ОИН, ВНК, ААНГ и ОИОЗН совместно утвердили Систему Управления Нефтяными Ресурсами («ОИН-СУНР»). ОИН-СУНР объединяет, основывается и заменяет руководство, которое ранее содержалось в «Определениях и Классификации Нефтяных Ресурсов 2000» и в публикации «Указания для оценки нефтяных запасов и ресурсов 2001».

Ссылки должны быть сделаны на полную аббревиатуру для полных определений и указаний, так как следующие определения, описания и пояснения полностью или частично полагаются на выдержки из документа ОИН-СУНР (выдержки, взятые из документа ОИН-СУНР, выделены здесь курсивом).

ЗАПАСЫ

Запасы это те объемы нефти, которые предполагаются к извлечению в промышленных масштабах с помощью проектов освоения для известных залежей, с определенного момента и далее, при определенных условиях.

Запасы должны отвечать четырем критериям: они должны быть обнаруженными, извлекаемыми, коммерческими и остаточными, исходя из применяемых проектов разработки. Далее запасы подразделяются в соответствии с уровнем определенности, связанной с подсчетом и могут иметь подкласс, исходя из зрелости проекта и/или охарактеризован по своему состоянию р разработки и добычи.

ОИН-СУНР предполагается для применения ко всем типам нефтяных залежей независимо от их пластовых характеристик, применяемого метода извлечения или необходимой степени обработки. Нефть определена как естественно залегающая смесь, состоящая из углеводорода в газообразной, жидкой или твердой фазе.

ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ

Доказанные запасы – это те объемы нефти, которые, путем анализа геологических и технических данных, могут с разумной определенностью оцениваться как возможные к извлечению в промышленных масштабах начиная с перспективой добычи из достоверных залежей, при текущих экономических условиях, методах эксплуатации и с контролем со стороны правительства.

Если пользоваться детерминистскими методами, понятие «разумная определенность» подразумевает высокую степень уверенности в том, что эти объемы будут извлечены. Если же пользоваться вероятностными методами, должна быть по меньшей мере 90%-ная вероятность того, что фактически извлеченные объемы будут равны или превысят сделанные расчеты.

Запасы считаются доказанными, если, если их извлечение связано с проектом, который в существенной степени определил их рентабельность. Рентабельность проекта разработки зависит от прогноза условий, которые будут существовать во время периода, в который осуществляется деятельность по проекту. Рентабельность определяется не только на основе экономического состояния проекта, где описывается ситуация, при которой доход от операций превышает расходы, понесенные в этих операциях. Условия, как обозначено в ОИН-СУНР, включают в себя, технологически, экономические, юридические, экологические, социальные и правительственные факторы. Если к экономическим факторам можно охарактеризовать как отнести прогнозные затраты и цены на продукцию, то основополагающее влияние будет включать в себя, без ограничений, рыночные условия, транспортную и перерабатывающую инфраструктуру, фискальные условия и налоги.

Запасы могут быть классифицированы как доказанные, если можно доказать, что имеется твердое намерение разрабатывать и привести к состоянию добычи. Намерение можно подтвердить финансовыми планами и заявлением об извлечении коммерческой выгоды на основе реалистичных предположений разрешений контролирующих органов и обоснованного удовлетворения других условий, которые бы в ином случае не допустили проект к разработке и добыче.

В общем, объемы нельзя характеризовать как доказанные запасы, если нет предположения, что залежь будет разрабатываться и затем из нее вестись добыча в обоснованные временные сроки. В определенных обстоятельствах запасы можно классифицировать, даже тогда, когда разработка не может произойти в определенное время. Разумные временные рамки для начала разработки зависят от конкретных обстоятельств и варьируется в соответствии с объемом проекта. ОИН-СУНГ рекомендует 5 лет в качестве начала отсчета, но отмечает, что более длительные временные рамки могут применяться тогда, когда, например, разработка экономических проектов откладывается по усмотрению добывающей компании, по причинам, среди прочих, рынка или с целью выполнения контрактных или стратегических задач. Во всех случаях обоснование для классификации «доказанных» запасов должно быть четко подтверждено и документировано.

Запасы считаются доказанными, если есть высокая уверенность в рентабельности залежи, подтверждаемая фактической добычей или испытаниями пласта. В определенных случаях «доказанные запасы» можно присвоить на основании ГИС по скважинам и/или анализа кернов, которые указывают на конкретную залежь как на нефтегазоносный и аналогичный залежам в том же районе, которые являются продуктивными или продемонстрировали возможность добычи при испытании пластов.

Район, в котором, как считают, находятся доказанные запасы, включает (1) участок, оконтуренный бурением и ограниченный контактами флюидов, если таковые есть, и (2) неразбуренные части залежи, которая логически рассматривается, исходя из имеющихся геологических и технических данных, как продуктивная в промышленных масштабах. При отсутствии данных о контактах флюидов граница доказанных запасов устанавливается самым нижним достоверным залеганием углеводородов, как видно при проникании в скважину, если иное не указано согласно определенным геологическим, инженерным данным или данным по производительности. Такая определяющая информация может включать в себя давление, анализ градиента и сейсмические показатели. Одних сейсмических данных недостаточно для определения контакта флюида по доказанным запасам.

Запасы можно отнести к категории разработанных и неразработанных. *Разработанные запасы – это те объемы, которые должны быть извлечены из существующих скважин и установок. Неразработанные запасы – это те объемы, которые должны быть извлечены посредством будущих инвестиций. Запасы на неразработанных участках могут классифицироваться как доказанные неосвоенные при условии, что (1) эти участки являются неразбуренными районами залежи, о которых можно судить с разумной определенностью как о коммерчески продуктивных, (2) интерпретация имеющихся геологических и инженерных данных указывает на разумную определенность того, что объективный пласт является продолжением разбуренных доказанных участков.*

Запасы, добыча которых будет вестись с применением общепризнанных усовершенствованных методов извлечения включают, но не ограничиваются заводнением и нагнетанием газа для поддержания давления, вторичной технологии, третичным методом добычи и другими способами, дополняющими природный процесс извлечения. усовершенствованные методы извлечения также включают в себя термальные и химические процессы для улучшения пластового движения вязких форм нефти. Запасы вносят в классификацию «доказанных», если (1) успешное опытно-промышленное испытание или благоприятный результат апробированной программы на такой же или аналогичной залежи с подобными свойствами по геологии и флюидам подтвердили анализ, на котором основывался проект, и (2) проект усовершенствованного извлечения может подтвердить, что соответствует тем же коммерческим критериям, как и первичные проекты извлечения, и (3) предприятие обязуется выполнить проект в разумные временные рамки (обычно в течение 5 лет, дальнейшие отсрочки должны быть четко обоснованными). Более того запасы, которые будут извлекаться с помощью усовершенствованных методов, но еще требующих признания в результате их успешного промышленного применения, включаются в классификацию «доказанных», только (1) после получения благоприятных результатов добычи из данной залежи при (а) репрезентативной пробной добычи, или же (b) апробированной программы, в которых случаях полученные результаты подтверждают анализ, на котором основывался проект.

Для доказанных запасов эффективность извлечения, применяемая к этим залежам, должна быть определена на основе ряда возможностей, подтверждаемых аналогичными и вескими инженерными суждениями, учитывающие характеристики доказанных районов и применяемую программу разработки.

НЕДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ

Недоказанные запасы основываются на геологических и/или технических данных, аналогичных тем, которые использовались при подсчете доказанных запасов, но технические, контрактные, экономические или нормативные неопределенности исключают то, чтобы они классифицировались как доказанные. Недоказанные запасы могут далее подразделяться на вероятные запасы и возможные запасы.

Исходя дополнительных данных и последних интерпретаций, которые указывают на увеличенную определенность, часть или вероятные запасы можно переклассифицировать в вероятные и доказанные.

ВЕРОЯТНЫЕ ЗАПАСЫ

Вероятные запасы – это те дополнительные запасы, извлечение которых, согласно анализу их геологических и технических данных, менее возможно, чем доказанные запасы, но более определено, чем возможные. В этом плане, если пользоваться вероятностными методами, должна быть по меньшей мере 50%-ная вероятность того, что фактически извлеченные объемы будут равны или превысят сумму подсчитанных доказанных плюс вероятных запасов (2P).

Вероятные запасы могут быть отнесены к районам залежей, прилегающих к доказанным, по которым контроль данных или интерпретация имеющихся данных – менее вероятны. Интерпретированная продолжительность залежи не может соответствовать разумным критериям определенности. Подсчет вероятных запасов также включает приростные

извлечения, связанные с проектной эффективностью извлечения, независимо от тех, что приняты для доказанных.

ВОЗМОЖНЫЕ ЗАПАСЫ

Возможные запасы – это те дополнительные запасы, извлечение которых, согласно анализу их геологических и технических данных, менее возможно, чем вероятных. Общие окончательно извлеченные объемы по проекту имеют низкую возможность превышения совокупных объемов доказанных плюс вероятных запасов ЗР, которые равны варианту высоких подсчетов. Если пользоваться вероятностными методами, должна быть по меньшей мере 10% вероятности того, что фактически извлеченные объемы будут равны или превысят подсчитанные запасы ЗР.

Возможные запасы могут быть отнесены к районам залежей, прилегающих к вероятным запасам, по которым контроль данных или интерпретация имеющихся данных – прогрессивно менее вероятны. Зачастую, они могут быть в тех районах, в которых согласно геологическим и техническим данным невозможно четко определить район и границы вертикальной залежи для коммерческой добычи из залежи по конкретному проекту. Подсчет возможных запасов также включает приростные извлечения, связанные с проектной эффективностью извлечения, независимо от тех, что приняты для вероятных

КАТЕГОРИИ СОСТОЯНИЯ ЗАПАСОВ

Категории состояния запасов определяют состояние разработки и добычи со скважин и залежей.

ОСВОЕННЫЕ ЗАПАСЫ

Предполагается, что освоенные запасы извлекаются с существующих скважин, и установок.

Запасы, разрабатываемые с усовершенствованными методами добычи, считаются освоенными только после установки необходимого оборудования, или же когда затраты по такой установке относительно низки. Освоенные запасы могут подразделяться на разрабатываемые или неразрабатываемые.

Разрабатываемые

Предполагается, что запасы, отнесенные к подкатегории «разрабатываемых», извлекаются из интервалов заканчивания, которые открыты и разрабатываются в период проведения оценки. Запасы, извлекаемые по усовершенствованным методам, считаются разрабатываемыми только после того, как проект по повышению отдачи внедрен в работу.

Неразрабатываемые

В запасы, отнесенные к подкатегории «неразрабатываемых», входят закрытые запасы и запасы «вне трубы».

Предполагается, что закрытые запасы извлекаются из

- (1) интервалов заканчивания, которые открыты в период проведения оценки, но разработка которых еще не началась,
- (2) скважин, которые были закрыты в ожидании подсоединения к трубопроводу, или же в результате воздействия рыночных условий, или
- (3) скважин, которые по механическим причинам, не способны к добыче.

Извлечение запасов «вне трубы», предположительно, происходит из зон в существующих скважинах, которым еще необходимы дополнительные работы по заканчиванию, или же повторное заканчивание в будущем до начала добычи. Во всех случаях добычу можно начать или восстановить с относительно низкими затратами по сравнению со стоимостью бурения новой скважины.

НЕОСВОЕННЫЕ ЗАПАСЫ

Предполагается, что неосвоенные запасы будут извлекаться с помощью будущих инвестиций.

Неосвоенные запасы будут извлекаться:

- (1) из новых скважин на неразбуренных участках в неизвестных залежах,
- (2) путем углубления существующих скважин до другой залежи, или
- (3) из загущающейся скважины с увеличением извлечения,
- (4) когда потребуются относительно большие затраты для
 - (a) повторного заканчивания существующей скважины, или
 - (b) установки производственных или транспортных объектов для проектов по первичному извлечению или усовершенствованных методов добычи.

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 1

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ
ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ

ДОКАЗАННЫЕ И
ВЕРОЯТНЫЕ

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M	ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ
Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	СОСТАВНАЯ	МЕСЯЧНАЯ
ВКЛЮЧАЕТ ОПЛАТУ БОНУСА ДОБЫЧИ							10.00%	3,425,387
							12.00%	2,918,734
							15.00%	2,314,096
							20.00%	1,597,826
							25.00%	1,118,235

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	16	1 641 113	0	7 152	1 567 312	0	0	50,00	0,00
2010	26	7 509 270	1 173 674	37 665	7 085 823	1 107 106	29 983	55,00	2,47
2011	37	9 497 347	2 748 809	60 002	8 964 581	2 593 931	43 134	60,00	2,47
2012	49	11 350 928	2 859 726	60 004	10 707 239	2 697 272	43 107	60,00	2,47
2013	62	19 553 924	5 476 973	121 524	17 074 228	4 778 376	80 692	60,00	2,47
2014	68	20 554 297	5 643 900	122 318	17 324 299	4 761 344	78 519	60,00	2,47
2015	73	19 497 651	5 813 075	124 691	16 483 218	4 930 517	80 333	60,00	2,47
2016	78	19 828 357	6 782 055	135 500	16 590 012	5 682 759	85 229	60,00	2,47
2017	83	16 946 169	6 946 594	144 037	14 255 911	5 847 084	91 016	60,00	2,47
2018	85	14 833 763	6 485 931	131 476	12 673 550	5 543 649	84 249	60,00	2,47
2019	85	11 203 335	5 059 303	103 470	9 883 093	4 464 344	68 495	60,00	2,47
2020	85	9 269 597	4 337 356	89 468	8 088 740	3 785 981	58 746	60,00	2,47
2021	85	7 968 796	3 787 117	78 551	6 987 891	3 322 288	51 938	60,00	2,47
2022	85	6 926 108	3 346 776	69 738	6 098 679	2 948 302	46 354	60,00	2,47
2023	85	6 062 464	2 980 079	62 362	5 345 237	2 628 865	41 560	60,00	2,47
Итого		182 643 119	63 441 368	1 347 958	159 129 813	55 091 818	883 355	59,68	2,47
Остаток		29 364 694	15 681 843	332 955	26 109 898	13 956 656	224 303	60,00	2,47
Всего в будущем		212 007 813	79 123 211	1 680 913	185 239 711	69 048 474	1 107 658	59,72	2,47
Совокупный		9 490 406	0	23 623					
Окончательный		221 498 219	79 123 211	1 704 536					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	78 366	0	0	0	78 366	2 766	0	75 600
2010	389 720	31 121	74 050	0	494 891	18 734	4 207	471 950
2011	537 875	81 501	106 546	0	725 922	26 171	7 614	692 137
2012	642 434	84 748	106 480	0	833 662	32 449	6 875	794 338
2013	1 024 454	150 137	199 299	0	1 373 890	58 487	14 787	1 300 616
2014	1 039 458	149 601	193 953	0	1 383 012	60 421	14 665	1 307 926
2015	988 993	154 917	198 423	0	1 342 333	57 600	15 153	1 269 580
2016	995 401	178 553	210 518	0	1 384 472	58 584	17 053	1 308 835
2017	855 355	183 715	224 809	0	1 263 879	49 037	18 162	1 196 680
2018	760 412	174 181	208 095	0	1 142 688	42 472	16 893	1 083 323
2019	592 986	140 270	169 179	0	902 435	30 982	13 334	858 119
2020	485 325	118 956	145 102	0	749 383	24 098	11 160	714 125
2021	419 273	104 386	128 281	0	651 940	20 348	9 718	621 874
2022	365 921	92 636	114 512	0	573 069	17 356	8 602	547 111
2023	320 714	82 599	102 632	0	505 945	14 823	7 632	483 490
Итого	9 496 687	1 727 321	2 181 879	0	13 405 887	514 328	165 855	12 725 704
Остаток	1 566 594	438 518	554 037	0	2 559 149	62 954	39 956	2 456 239
Всего в будущем	11 063 281	2 165 839	2 735 916	0	15 965 036	577 282	205 811	15 181 943

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			Дисконтирован ный по 10,00%
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	20 913	0	234 320	23 416	278 649	-203 049	-203 049	-201 965
2010	62 082	0	281 050	116 390	459 522	12 428	-190 621	10 694
2011	80 073	0	391 470	158 600	630 143	61 994	-128 627	51 243
2012	83 787	0	324 773	185 617	594 177	200 161	71 534	148 661
2013	110 858	0	124 949	300 531	536 338	764 278	835 812	512 163
2014	114 681	0	99 960	304 106	518 747	789 179	1 624 991	480 965
2015	112 415	0	98 429	293 148	503 992	765 588	2 390 579	422 712
2016	110 861	0	57 700	301 898	470 459	838 376	3 228 955	419 653
2017	109 351	0	39 654	268 589	417 594	779 086	4 008 041	352 408
2018	100 210	0	5 400	242 063	347 673	735 650	4 743 691	300 973
2019	85 090	0	3 200	190 109	278 399	579 720	5 323 411	214 612
2020	80 197	0	3 600	156 851	240 648	473 477	5 796 888	158 592
2021	75 057	0	3 000	135 994	214 051	407 823	6 204 711	123 642
2022	65 014	0	3 000	119 152	187 166	359 945	6 564 656	98 774
2023	61 634	0	3 000	104 859	169 493	313 997	6 878 653	77 996
Итого	1 272 223	0	1 673 505	2 901 323	5 847 051	6 878 653		3 171 123
Остаток	353 197	0	133 270	522 809	1 009 276	1 446 963	8 325 616	254 379
Всего в будущем	1 625 420	0	1 806 775	3 424 132	6 856 327	8 325 616		3 425 502

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 2

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ
ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ

ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ
РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ **МЕСЯЧНАЯ**

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ		
Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/бarr.	Продукция установок \$/бarr.	Газ \$/млн куб.фут

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

10.00%	274 405
12.00%	246 942
15.00%	212 572
20.00%	168 599
25.00%	136 018

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, barr.	Продукция установок, barr.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, barr.	Продукция установок, barr.	Товарный газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, \$/бarr.	Газ \$/млн куб.фут
2009	14	1 451 378	0	2 633	1 386 109	0	0	50,00	0,00
2010	13	2 707 076	197 665	5 512	2 547 489	186 010	4 617	55,00	2,47
2011	13	2 157 762	353 131	4 871	2 031 326	332 444	3 565	60,00	2,47
2012	13	1 742 711	307 834	4 247	1 641 991	290 039	3 111	60,00	2,47
2013	13	1 434 304	271 166	3 742	1 234 890	233 465	2 505	60,00	2,47
2014	13	1 196 528	240 319	3 314	1 025 215	205 913	2 206	60,00	2,47
2015	13	1 008 701	213 788	2 952	879 368	186 376	2 001	60,00	2,47
2016	13	857 567	190 771	2 631	734 576	163 410	1 752	60,00	2,47
2017	13	733 515	170 572	2 353	632 831	147 163	1 580	60,00	2,47
2018	13	630 959	152 674	2 108	554 044	134 059	1 439	60,00	2,47
2019	13	545 394	135 927	1 875	491 715	122 551	1 312	60,00	2,47
2020	13	471 560	118 238	1 631	420 879	105 530	1 134	60,00	2,47
2021	13	409 319	101 856	1 404	366 949	91 311	979	60,00	2,47
2022	13	357 407	87 905	1 213	321 395	79 048	848	60,00	2,47
2023	13	313 703	76 041	1 050	282 494	68 476	734	60,00	2,47
Итого		16 017 884	2 617 887	41 536	14 551 271	2 345 795	27 783	58,17	2,47
Остаток		1 433 320	337 165	4 652	1 299 279	305 739	3 279	60,00	2,47
Всего в будущем		17 451 204	2 955 052	46 188	15 850 550	2 651 534	31 062	58,32	2,47
Совокупный		8 966 316	0	13 667					
Окончательный		26 417 520	2 955 052	59 855					

БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М

РОЯЛТИ

Период	От нефти	от продукции установок		от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
		от нефти	от газа						
2009	69 306	0	0	0	0	69 306	2 446	0	66 860
2010	140 111	5 229	11 400	0	0	156 740	7 174	665	148 901
2011	121 880	10 445	8 808	0	0	141 133	6 338	784	134 011
2012	98 519	9 113	7 685	0	0	115 317	5 005	672	109 640
2013	74 094	7 336	6 186	0	0	87 616	3 867	554	83 195
2014	61 513	6 469	5 456	0	0	73 438	3 125	481	69 832
2015	52 762	5 856	4 938	0	0	63 556	2 512	431	60 613
2016	44 074	5 135	4 330	0	0	53 539	1 983	379	51 177
2017	37 970	4 624	3 899	0	0	46 493	1 576	341	44 576
2018	33 243	4 212	3 552	0	0	41 007	1 256	310	39 441
2019	29 503	3 850	3 247	0	0	36 600	1 065	284	35 251
2020	25 252	3 316	2 796	0	0	31 364	897	245	30 222
2021	22 018	2 869	2 420	0	0	27 307	764	211	26 332
2022	19 283	2 484	2 094	0	0	23 861	654	184	23 023
2023	16 950	2 151	1 814	0	0	20 915	557	158	20 200
Итого	846 478	73 089	68 625	0	0	988 192	39 219	5 699	943 274
Остаток	77 957	9 607	8 101	0	0	95 665	2 374	708	92 583
Всего в будущем	924 435	82 696	76 726	0	0	1 083 857	41 593	6 407	1 035 857

ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$

БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М

Период	Операционные затраты		Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный		Дисконтированный по 10,00%
	затраты	Прочие налоги				Годовой	Совокупный	
2009	18 151	0	64 452	20 709	103 312	-36 452	-36 452	-36 920
2010	17 879	0	35 831	39 828	93 538	55 363	18 911	50 319
2011	14 083	0	20 545	33 509	68 137	65 874	84 785	54 168
2012	10 521	0	15 067	27 290	52 878	56 762	141 547	42 238
2013	6 568	0	1 475	20 670	28 713	54 482	196 029	36 651
2014	5 538	0	908	17 275	23 721	46 111	242 140	28 080
2015	4 906	0	647	14 910	20 463	40 150	282 290	22 129
2016	3 967	0	400	12 528	16 895	34 282	316 572	17 105
2017	3 613	0	664	10 854	15 131	29 445	346 017	13 298
2018	3 280	0	463	9 553	13 296	26 145	372 162	10 689
2019	3 170	0	292	8 511	11 973	23 278	395 440	8 614
2020	3 043	0	327	7 292	10 662	19 560	415 000	6 553
2021	2 897	0	271	6 350	9 518	16 814	431 814	5 098
2022	2 485	0	270	5 554	8 309	14 714	446 528	4 039
2023	2 340	0	269	4 872	7 481	12 719	459 247	3 160
Итого	102 441	0	141 881	239 705	484 027	459 247		265 221
Остаток	11 651	0	9 244	22 318	43 213	49 370	508 617	9 184
Всего в будущем	114 092	0	151 125	262 023	527 240	508 617		274 405

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 3

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ
ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ

ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ **МЕСЯЧНАЯ**

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			
Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб. фут

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

10.00% 772 547
12.00% 671 423
15.00% 550 258
20.00% 405 240
25.00% 306 277

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	2	189 735	0	4 519	181 203	0	0	50,00	0,00
2010	7	1 763 624	522 745	14 521	1 661 633	491 971	11 229	55,00	2,47
2011	8	2 579 054	1 059 741	22 658	2 433 935	997 914	16 211	60,00	2,47
2012	8	2 935 589	713 049	13 901	2 769 493	671 996	9 936	60,00	2,47
2013	8	4 079 086	798 362	16 579	3 561 659	689 582	10 900	60,00	2,47
2014	8	4 455 655	714 132	14 397	3 755 283	609 103	9 390	60,00	2,47
2015	8	4 019 455	657 109	13 077	3 395 563	568 015	8 677	60,00	2,47
2016	8	3 653 204	602 386	11 947	3 058 532	512 841	7 819	60,00	2,47
2017	9	3 386 083	531 862	10 546	2 848 822	455 198	6 948	60,00	2,47
2018	8	3 048 960	470 469	9 264	2 605 114	409 400	6 210	60,00	2,47
2019	8	2 652 926	359 789	6 891	2 337 662	321 592	4 714	60,00	2,47
2020	8	2 389 182	323 453	6 179	2 081 809	286 092	4 188	60,00	2,47
2021	8	2 154 860	291 683	5 568	1 886 741	259 179	3 793	60,00	2,47
2022	8	1 945 519	263 636	5 035	1 710 517	235 075	3 440	60,00	2,47
2023	8	1 757 818	238 718	4 564	1 547 449	213 152	3 126	60,00	2,47
Итого		41 010 750	7 547 134	159 646	35 835 415	6 721 110	106 581	59,72	2,47
Остаток		9 212 306	1 290 932	24 969	8 184 252	1 164 613	17 319	60,00	2,47
Всего в будущем		50 223 056	8 838 066	184 615	44 019 667	7 885 723	123 900	59,77	2,47
Совокупный		524 090	0	9 956					
Окончательный		50 747 146	8 838 066	194 571					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М	
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	9 060	0	0	0	9 060	320	0	8 740
2010	91 390	13 829	27 735	0	132 954	4 553	1 663	126 738
2011	146 036	31 355	40 042	0	217 433	7 140	2 904	207 389
2012	166 170	21 114	24 539	0	211 823	8 387	1 793	201 643
2013	213 699	21 667	26 925	0	262 291	12 197	2 005	248 089
2014	225 317	19 138	23 193	0	267 648	13 102	1 730	252 816
2015	203 734	17 847	21 433	0	243 014	11 918	1 600	229 496
2016	183 512	16 113	19 310	0	218 935	10 730	1 448	206 757
2017	170 929	14 302	17 165	0	202 396	9 789	1 296	191 311
2018	156 307	12 864	15 336	0	184 507	8 723	1 161	174 623
2019	140 260	10 104	11 645	0	162 009	7 447	893	153 669
2020	124 908	8 989	10 345	0	144 242	6 317	788	137 137
2021	113 205	8 144	9 368	0	130 717	5 603	711	124 403
2022	102 631	7 386	8 500	0	118 517	4 968	644	112 905
2023	92 847	6 697	7 717	0	107 261	4 384	583	102 294
Итого	2 140 005	209 549	263 253	0	2 612 807	115 578	19 219	2 478 010
Остаток	491 055	36 592	42 776	0	570 423	20 114	3 181	547 128
Всего в будущем	2 631 060	246 141	306 029	0	3 183 230	135 692	22 400	3 025 138

ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$

БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М

Период	Операционные затраты		Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный		
	затраты	Прочие налоги				Годовой	Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	2 762	0	19 230	2 707	24 699	-15 959	-15 959	-15 892
2010	15 959	0	65 331	29 504	110 794	15 944	-15	14 121
2011	23 269	0	79 776	45 853	148 898	58 491	58 476	47 872
2012	20 088	0	38 329	47 767	106 184	95 459	153 935	71 011
2013	20 436	0	2 045	59 769	82 250	165 839	319 774	111 466
2014	20 794	0	1 277	61 896	83 967	168 849	488 623	102 717
2015	19 320	0	798	56 132	76 250	153 246	641 869	84 385
2016	16 605	0	523	50 571	67 699	139 058	780 927	69 318
2017	16 059	0	2 263	46 891	65 213	126 098	907 025	56 869
2018	14 970	0	597	42 814	58 381	116 242	1 023 267	47 485
2019	14 047	0	308	37 983	52 338	101 331	1 124 598	37 465
2020	14 031	0	353	33 823	48 207	88 930	1 213 528	29 763
2021	13 888	0	298	30 652	44 838	79 565	1 293 093	24 102
2022	12 379	0	302	27 791	40 472	72 433	1 365 526	19 863
2023	12 055	0	306	25 146	37 507	64 787	1 430 313	16 082
Итого	236 662	0	211 736	599 299	1 047 697	1 430 313		716 627
Остаток	71 758	0	20 471	133 348	225 577	321 551	1 751 864	55 920
Всего в будущем	308 420	0	232 207	732 647	1 273 274	1 751 864		772 547

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 4

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ
ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ

ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ
НЕОСВОЕННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ **МЕСЯЧНАЯ**

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ		
Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

10.00%	2 378 435
12.00%	2 000 370
15.00%	1 551 267
20.00%	1 023 987
25.00%	675 940

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	6	3 038 570	453 264	17 632	2 876 701	429 125	14 137	55,00	2,47
2011	16	4 760 531	1 335 937	32 473	4 499 320	1 263 573	23 358	60,00	2,47
2012	28	6 672 628	1 838 843	41 856	6 295 755	1 735 237	30 060	60,00	2,47
2013	41	14 040 534	4 407 445	101 203	12 277 679	3 855 329	67 287	60,00	2,47
2014	47	14 902 114	4 689 449	104 607	12 543 801	3 946 328	66 923	60,00	2,47
2015	52	14 469 495	4 942 178	108 662	12 208 287	4 176 126	69 655	60,00	2,47
2016	57	15 317 586	5 988 898	120 922	12 796 904	5 006 508	75 658	60,00	2,47
2017	61	12 826 571	6 244 160	131 138	10 774 258	5 244 723	82 488	60,00	2,47
2018	64	11 153 844	5 862 788	120 104	9 514 392	5 000 190	76 600	60,00	2,47
2019	64	8 005 015	4 563 587	94 704	7 053 716	4 020 201	62 469	60,00	2,47
2020	64	6 408 855	3 895 665	81 658	5 586 052	3 394 359	53 424	60,00	2,47
2021	64	5 404 617	3 393 578	71 579	4 734 201	2 971 798	47 166	60,00	2,47
2022	64	4 623 182	2 995 235	63 490	4 066 767	2 634 179	42 066	60,00	2,47
2023	64	3 990 943	2 665 320	56 748	3 515 294	2 347 237	37 700	60,00	2,47
Итого		125 614 485	53 276 347	1 146 776	108 743 127	46 024 913	748 991	59,87	2,47
Остаток		18 719 068	14 053 746	303 334	16 626 367	12 486 304	203 705	60,00	2,47
Всего в будущем		144 333 553	67 330 093	1 450 110	125 369 494	58 511 217	952 696	59,89	2,47
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		144 333 553	67 330 093	1 450 110					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого			
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	158 219	12 063	34 916	0	205 198	7 007	1 879	196 312
2011	269 959	39 701	57 696	0	367 356	12 694	3 926	350 736
2012	377 745	54 521	74 255	0	506 521	19 056	4 410	483 055
2013	736 661	121 135	166 188	0	1 023 984	42 423	12 228	969 333
2014	752 628	123 993	165 304	0	1 041 925	44 193	12 454	985 278
2015	732 497	131 214	172 052	0	1 035 763	43 171	13 122	979 470
2016	767 814	157 305	186 878	0	1 111 997	45 871	15 226	1 050 900
2017	646 456	164 789	203 745	0	1 014 990	37 673	16 525	960 792
2018	570 863	157 106	189 206	0	917 175	32 491	15 421	869 263
2019	423 224	126 315	154 287	0	703 826	22 470	12 158	669 198
2020	335 163	106 650	131 962	0	573 775	16 885	10 127	546 763
2021	284 052	93 374	116 494	0	493 920	13 981	8 795	471 144
2022	244 006	82 766	103 917	0	430 689	11 734	7 775	411 180
2023	210 918	73 750	93 101	0	377 769	9 882	6 891	360 996
Итого	6 510 205	1 444 682	1 850 001	0	9 804 888	359 531	140 937	9 304 420
Остаток	997 582	392 320	503 160	0	1 893 062	40 467	36 066	1 816 529
Всего в будущем	7 507 787	1 837 002	2 353 161	0	11 697 950	399 998	177 003	11 120 949

ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$

БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М

Период	Операционные затраты		Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный		
	затраты	Прочие налоги				Годовой	Совокупный	Дисконтированный по 10.00%
2009	0	0	150 638	0	150 638	-150 638	-150 638	-149 153
2010	28 244	0	179 888	47 059	255 191	-58 879	-209 517	-53 746
2011	42 720	0	291 149	79 236	413 105	-62 369	-271 886	-50 797
2012	53 179	0	271 377	110 561	435 117	47 938	-223 948	35 412
2013	83 854	0	121 429	220 093	425 376	543 957	320 009	364 045
2014	88 349	0	97 775	224 934	411 058	574 220	894 229	350 169
2015	88 189	0	96 984	222 106	407 279	572 191	1 466 420	316 198
2016	90 289	0	56 777	238 798	385 864	665 036	2 131 456	333 230
2017	89 679	0	36 727	210 845	337 251	623 541	2 754 997	282 241
2018	81 960	0	4 340	189 697	275 997	593 266	3 348 263	242 799
2019	67 873	0	2 600	143 614	214 087	455 111	3 803 374	168 532
2020	63 123	0	2 920	115 736	181 779	364 984	4 168 358	122 277
2021	58 271	0	2 431	98 991	159 693	311 451	4 479 809	94 442
2022	50 151	0	2 428	85 809	138 388	272 792	4 752 601	74 872
2023	47 240	0	2 425	74 840	124 505	236 491	4 989 092	58 753
Итого	933 121	0	1 319 888	2 062 319	4 315 328	4 989 092		2 189 274
Остаток	269 788	0	103 556	367 143	740 487	1 076 042	6 065 134	189 276
Всего в будущем	1 202 909	0	1 423 444	2 429 462	5 055 815	6 065 134		2 378 550

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 5

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ
ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ

ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ		
Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ

МЕСЯЧНАЯ

ВКЛЮЧАЕТ ОПЛАТУ БОНУСА ДОБЫЧИ

10.00%	1 162 891
12.00%	1 037 444
15.00%	881 883
20.00%	686 030
25.00%	544 209

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	16	1 641 113	0	7 152	1 567 312	0	0	50,00	0,00
2010	23	6 126 867	985 150	30 225	5 765 671	927 071	24 114	55,00	2,47
2011	27	6 729 735	2 027 258	40 697	6 335 406	1 908 475	29 185	60,00	2,47
2012	31	5 850 611	1 598 913	30 345	5 512 470	1 506 498	21 808	60,00	2,47
2013	32	6 897 615	2 146 474	44 700	5 938 635	1 848 049	29 252	60,00	2,47
2014	32	5 836 999	1 825 754	37 373	5 001 287	1 564 354	24 363	60,00	2,47
2015	34	4 327 668	1 767 118	34 635	3 772 777	1 540 536	22 834	60,00	2,47
2016	34	3 583 389	1 569 273	30 463	3 069 466	1 344 210	19 751	60,00	2,47
2017	34	2 900 155	1 315 039	25 766	2 502 083	1 134 544	16 870	60,00	2,47
2018	33	2 425 485	1 140 107	22 340	2 129 813	1 001 123	14 905	60,00	2,47
2019	33	1 977 093	945 641	18 353	1 782 502	852 568	12 548	60,00	2,47
2020	33	1 690 446	838 913	16 309	1 508 755	748 744	11 050	60,00	2,47
2021	33	1 453 205	746 649	14 559	1 302 778	669 365	9 912	60,00	2,47
2022	33	1 253 929	665 052	13 033	1 127 586	598 035	8 898	60,00	2,47
2023	33	1 085 000	592 059	11 675	977 054	533 155	7 989	60,00	2,47
Итого		53 779 310	18 163 400	377 625	48 293 595	16 176 727	253 479	59,08	2,47
Остаток		4 740 797	2 882 558	58 099	4 296 403	2 612 284	40 043	60,00	2,47
Всего в будущем		58 520 107	21 045 958	435 724	52 589 998	18 789 011	293 522	59,15	2,47
Совокупный		9 490 406	0	23 623					
Окончательный		68 010 513	21 045 958	459 347					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	РОЯЛТИ	БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого				
2009	78 366	0	0	0	78 366	2 766	0	0	75 600
2010	317 111	26 060	59 555	0	402 726	16 236	3 425	3 425	383 065
2011	380 125	59 964	72 089	0	512 178	19 767	5 374	5 374	487 037
2012	330 748	47 334	53 866	0	431 948	16 802	4 048	4 048	411 098
2013	356 318	58 066	72 254	0	486 638	18 600	5 343	5 343	462 695
2014	300 077	49 152	60 184	0	409 413	15 244	4 407	4 407	389 762
2015	226 367	48 404	56 397	0	331 168	10 775	4 192	4 192	316 201
2016	184 168	42 235	48 787	0	275 190	8 287	3 640	3 640	263 263
2017	150 125	35 647	41 666	0	227 438	6 230	3 093	3 093	218 115
2018	127 789	31 455	36 815	0	196 059	4 831	2 731	2 731	188 497
2019	106 950	26 788	30 996	0	164 734	3 861	2 311	2 311	158 562
2020	90 525	23 526	27 288	0	141 339	3 213	2 033	2 033	136 093
2021	78 167	21 031	24 484	0	123 682	2 713	1 820	1 820	119 149
2022	67 655	18 791	21 986	0	108 432	2 293	1 631	1 631	104 508
2023	58 623	16 751	19 727	0	95 101	1 929	1 459	1 459	91 713
Итого	2 853 114	505 204	626 094	0	3 984 412	133 547	45 507	45 507	3 805 358
Остаток	257 785	82 078	98 904	0	438 767	7 852	7 240	7 240	423 675
Всего в будущем	3 110 899	587 282	724 998	0	4 423 179	141 399	52 747	52 747	4 229 033

ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$

БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М

Период	Операционные затраты				Итого	Не дисконтированный			Дисконтированный по 10.00%
	затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка		Годовой	Совокупный		
2009	20 913	0	102 251	23 416	146 580	-70 980	-70 980		-70 825
2010	47 238	0	116 414	94 955	258 607	124 458	53 478		111 711
2011	53 201	0	128 243	112 801	294 245	192 792	246 270		157 258
2012	40 876	0	115 515	96 683	253 074	158 024	404 294		117 454
2013	39 298	0	8 422	106 298	154 018	308 677	712 971		207 609
2014	34 119	0	5 153	89 596	128 868	260 894	973 865		158 882
2015	27 734	0	32 782	71 016	131 532	184 669	1 158 534		101 398
2016	22 243	0	2 095	58 641	82 979	180 284	1 338 818		89 982
2017	19 261	0	3 710	48 171	71 142	146 973	1 485 791		66 401
2018	17 053	0	2 263	41 340	60 656	127 841	1 613 632		52 274
2019	15 414	0	1 340	34 739	51 493	107 069	1 720 701		39 623
2020	14 770	0	1 509	29 661	45 940	90 153	1 810 854		30 200
2021	14 112	0	1 257	25 829	41 198	77 951	1 888 805		23 636
2022	12 188	0	1 257	22 534	35 979	68 529	1 957 334		18 809
2023	11 478	0	1 257	19 667	32 402	59 311	2 016 645		14 736
Итого	389 898	0	523 468	875 347	1 788 713	2 016 645			1 119 148
Остаток	58 149	0	37 438	89 031	184 618	239 057	2 255 702		43 743
Всего в будущем	448 047	0	560 906	964 378	1 973 331	2 255 702			1 162 891

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 6

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ
ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ

ДОКАЗАННЫЕ РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ **МЕСЯЧНАЯ**

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ		
Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/бarr.	Продукция установок \$/бarr.	Газ \$/млн куб.фут

10.00%	274 405
12.00%	246 942
15.00%	212 572
20.00%	168 599
25.00%	136 018

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, бarr.	Продукция установок, бarr.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, бarr.	Продукция установок, бarr.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/бarr.	Газ \$/млн куб.фут
2009	14	1 451 378	0	2 633	1 386 109	0	0	50,00	0,00
2010	13	2 707 076	197 665	5 512	2 547 489	186 010	4 617	55,00	2,47
2011	13	2 157 762	353 131	4 871	2 031 326	332 444	3 565	60,00	2,47
2012	13	1 742 711	307 834	4 247	1 641 991	290 039	3 111	60,00	2,47
2013	13	1 434 304	271 166	3 742	1 234 890	233 465	2 505	60,00	2,47
2014	13	1 196 528	240 319	3 314	1 025 215	205 913	2 206	60,00	2,47
2015	13	1 008 701	213 788	2 952	879 368	186 376	2 001	60,00	2,47
2016	13	857 567	190 771	2 631	734 576	163 410	1 752	60,00	2,47
2017	13	733 515	170 572	2 353	632 831	147 163	1 580	60,00	2,47
2018	13	630 959	152 674	2 108	554 044	134 059	1 439	60,00	2,47
2019	13	545 394	135 927	1 875	491 715	122 551	1 312	60,00	2,47
2020	13	471 560	118 238	1 631	420 879	105 530	1 134	60,00	2,47
2021	13	409 319	101 856	1 404	366 949	91 311	979	60,00	2,47
2022	13	357 407	87 905	1 213	321 395	79 048	848	60,00	2,47
2023	13	313 703	76 041	1 050	282 494	68 476	734	60,00	2,47
Итого		16 017 884	2 617 887	41 536	14 551 271	2 345 795	27 783	58,17	2,47
Остаток		1 433 320	337 165	4 652	1 299 279	305 739	3 279	60,00	2,47
Всего в будущем		17 451 204	2 955 052	46 188	15 850 550	2 651 534	31 062	58,32	2,47
Совокупный		8 966 316	0	13 667					
Окончательный		26 417 520	2 955 052	59 855					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	РОЯЛТИ	БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого				
2009	69 306	0	0	0	69 306	2 446	0	0	66 860
2010	140 111	5 229	11 400	0	156 740	7 174	665	665	148 901
2011	121 880	10 445	8 808	0	141 133	6 338	784	784	134 011
2012	98 519	9 113	7 685	0	115 317	5 005	672	672	109 640
2013	74 094	7 336	6 186	0	87 616	3 867	554	554	83 195
2014	61 513	6 469	5 456	0	73 438	3 125	481	481	69 832
2015	52 762	5 856	4 938	0	63 556	2 512	431	431	60 613
2016	44 074	5 135	4 330	0	53 539	1 983	379	379	51 177
2017	37 970	4 624	3 899	0	46 493	1 576	341	341	44 576
2018	33 243	4 212	3 552	0	41 007	1 256	310	310	39 441
2019	29 503	3 850	3 247	0	36 600	1 065	284	284	35 251
2020	25 252	3 316	2 796	0	31 364	897	245	245	30 222
2021	22 018	2 869	2 420	0	27 307	764	211	211	26 332
2022	19 283	2 484	2 094	0	23 861	654	184	184	23 023
2023	16 950	2 151	1 814	0	20 915	557	158	158	20 200
Итого	846 478	73 089	68 625	0	988 192	39 219	5 699	5 699	943 274
Остаток	77 957	9 607	8 101	0	95 665	2 374	708	708	92 583

ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$

БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М

Период	Операционные затраты				Итого	Не дисконтированный		Дисконтированный по 10,00%
	затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка		Годовой	Совокупный	
2009	18 151	0	64 452	20 709	103 312	-36 452	-36 452	-36 920
2010	17 879	0	35 831	39 828	93 538	55 363	18 911	50 319
2011	14 083	0	20 545	33 509	68 137	65 874	84 785	54 168
2012	10 521	0	15 067	27 290	52 878	56 762	141 547	42 238
2013	6 568	0	1 475	20 670	28 713	54 482	196 029	36 651
2014	5 538	0	908	17 275	23 721	46 111	242 140	28 080
2015	4 906	0	647	14 910	20 463	40 150	282 290	22 129
2016	3 967	0	400	12 528	16 895	34 282	316 572	17 105
2017	3 613	0	664	10 854	15 131	29 445	346 017	13 298
2018	3 280	0	463	9 553	13 296	26 145	372 162	10 689
2019	3 170	0	292	8 511	11 973	23 278	395 440	8 614
2020	3 043	0	327	7 292	10 662	19 560	415 000	6 553
2021	2 897	0	271	6 350	9 518	16 814	431 814	5 098
2022	2 485	0	270	5 554	8 309	14 714	446 528	4 039
2023	2 340	0	269	4 872	7 481	12 719	459 247	3 160
Итого	102 441	0	141 881	239 705	484 027	459 247		265 221
Остаток	11 651	0	9 244	22 318	43 213	49 370	508 617	9 184
Всего в будущем	114 092	0	151 125	262 023	527 240	508 617		274 405

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 7

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ

ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ НЕРАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ

ДОКАЗАННЫЕ НЕРАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ

ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М

СОСТАВНАЯ

МЕСЯЧНАЯ

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ		
Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут

10.00%	346 515
12.00%	314 026
15.00%	273 358
20.00%	221 343
25.00%	182 887

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	2	189 735	0	4 519	181 203	0	0	50,00	0,00
2010	6	1 621 356	519 574	14 434	1 525 771	488 943	11 155	55,00	2,47
2011	7	1 879 315	1 028 550	22 227	1 769 197	968 283	15 893	60,00	2,47
2012	7	1 345 579	642 174	12 923	1 267 810	605 058	9 218	60,00	2,47
2013	7	1 446 624	681 020	14 960	1 245 501	586 339	9 792	60,00	2,47
2014	7	1 255 655	571 491	12 429	1 075 875	489 668	8 109	60,00	2,47
2015	7	819 455	514 468	11 109	714 385	448 501	7 395	60,00	2,47
2016	7	741 204	472 583	10 156	634 901	404 807	6 660	60,00	2,47
2017	7	590 559	390 696	8 599	509 502	337 069	5 681	60,00	2,47
2018	6	504 498	339 376	7 455	442 998	298 006	5 015	60,00	2,47
2019	6	356 448	241 715	5 262	321 366	217 923	3 602	60,00	2,47
2020	6	311 901	216 811	4 708	278 377	183 508	3 195	60,00	2,47
2021	6	273 146	195 197	4 237	244 872	174 993	2 890	60,00	2,47
2022	6	239 276	176 241	3 829	215 167	158 481	2 618	60,00	2,47
2023	6	209 578	159 493	3 471	188 725	143 625	2 380	60,00	2,47
Итого		11 784 329	6 149 389	140 318	10 615 650	5 515 204	93 603	59,11	2,47
Остаток		976 099	875 309	19 234	887 364	796 443	13 370	60,00	2,47
Всего в будущем		12 760 428	7 024 698	159 552	11 503 014	6 311 647	106 973	59,18	2,47
Совокупный		524 090	0	9 956					
Окончательный		13 284 518	7 024 698	169 508					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	РОЯЛТИ	БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого				
2009	9 060	0	0	0	9 060	320	0	0	8 740
2010	83 918	13 744	27 552	0	125 214	4 296	1 652	1 652	119 266
2011	106 151	30 424	39 256	0	175 831	5 520	2 836	2 836	167 475
2012	76 069	19 011	22 766	0	117 846	3 865	1 671	1 671	112 310
2013	74 730	18 422	24 189	0	117 341	3 900	1 747	1 747	111 694
2014	64 553	15 386	20 029	0	99 968	3 280	1 427	1 427	95 261
2015	42 863	14 092	18 266	0	75 221	2 040	1 294	1 294	71 887
2016	38 094	12 719	16 448	0	67 261	1 714	1 167	1 167	64 380
2017	30 570	10 590	14 035	0	55 195	1 269	985	985	52 941
2018	26 580	9 364	12 385	0	48 329	1 005	870	870	46 454
2019	19 282	6 847	8 898	0	35 027	696	630	630	33 701
2020	16 702	6 080	7 892	0	30 674	593	559	559	29 522
2021	14 693	5 498	7 137	0	27 328	509	505	505	26 314
2022	12 910	4 980	6 471	0	24 361	438	458	458	23 465
2023	11 323	4 512	5 874	0	21 709	373	416	416	20 920
Итого	627 498	171 669	231 198	0	1 030 365	29 818	16 217	16 217	984 330
Остаток	53 242	25 025	33 021	0	111 288	1 620	2 322	2 322	107 346
Всего в будущем	680 740	196 694	264 219	0	1 141 653	31 438	18 539	18 539	1 091 676

ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$

БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М

Период	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный			Дисконтированный по 10,00%
						Годовой	Совокупный		
2009	2 762	0	8 579	2 707	14 048	-5 308	-5 308		-5 284
2010	15 092	0	27 701	27 445	70 238	49 028	43 720		43 927
2011	19 199	0	45 146	35 640	99 985	67 490	111 210		55 131
2012	11 771	0	15 909	24 695	52 375	59 935	171 145		44 589
2013	9 927	0	2 044	24 184	36 155	75 539	246 684		50 814
2014	8 443	0	1 277	20 731	30 451	64 810	311 494		39 456
2015	6 661	0	798	14 938	22 397	49 490	360 984		27 275
2016	5 737	0	524	13 335	19 596	44 784	405 768		22 344
2017	4 940	0	1 214	10 817	16 971	35 970	441 738		16 253
2018	4 427	0	566	9 453	14 446	32 008	473 746		13 087
2019	3,438	0	290	6 873	10 601	23 100	496 846		8 547
2020	3,349	0	332	6 000	9 681	19 841	516 687		6 646
2021	3,246	0	282	5 322	8 850	17 464	534 151		5 294
2022	2,851	0	287	4 722	7 860	15 605	549 756		4 283
2023	2,722	0	291	4 185	7 198	13 722	563 478		3 409
Итого	104 565	0	105 240	211 047	420 852	563 478			335 771
Остаток	15 641	0	10 404	20 832	46 877	60 469	623 947		10 744
Всего в будущем	120 206	0	115 644	231 879	467 729	623 947			346 515

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 8

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ

ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ НЕРАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ

ДОКАЗАННЫЕ НЕРАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М

СОСТАВНАЯ **МЕСЯЧНАЯ**

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ		
Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут

10.00%	541 971
12.00%	476 476
15.00%	395 954
20.00%	296 089
25.00%	225 303

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
2010	4	1 798 435	267 911	10 279	1 692 411	252 118	8 342	55.00	2.47
2011	7	2 692 658	645 577	13 599	2 534 883	9 727	9 727	60.00	2.47
2012	11	2 762 321	648 905	13 175	2 602 669	9 479	9 479	60.00	2.47
2013	12	4 016 687	1 194 288	25 998	3 458 244	16 955	16 955	60.00	2.47
2014	12	3 384 816	1 013 944	21 630	2 900 197	14 048	14 048	60.00	2.47
2015	14	2 499 512	1 038 862	20 574	2 179 024	13 438	13 438	60.00	2.47
2016	14	1 984 618	905 919	17 676	1 699 989	11 339	11 339	60.00	2.47
2017	14	1 576 081	753 771	14 814	1 359 750	9 609	9 609	60.00	2.47
2018	14	1 290 028	648 057	12 777	1 132 771	8 451	8 451	60.00	2.47
2019	14	1 075 251	567 999	11 216	969 421	7 634	7 634	60.00	2.47
2020	14	906 985	503 864	9 970	809 499	6 721	6 721	60.00	2.47
2021	14	770 740	449 596	8 918	690 957	6 043	6 043	60.00	2.47
2022	14	657 246	400 906	7 991	591 024	5 432	5 432	60.00	2.47
2023	14	561 719	356 525	7 154	505 835	4 875	4 875	60.00	2.47
Итого		25 977 097	9 396 124	195 771	23 126 674	8 315 728	132 093	59.63	2.47
Остаток		2 331 378	1 670 084	34 213	2 109 760	1 510 102	23 394	60.00	2.47
Всего в будущем		28 308 475	11 066 208	229 984	25 236 434	9 825 830	155 487	59.66	2.47
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		28 308 475	11 066 208	229 984					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	93,083	7 087	20 603	0	120,773	4 776	1 108	114,899
2011	152,093	19 095	24 025	0	195,213	7 909	1 755	185,549
2012	156,160	19 211	23 415	0	198,786	7 933	1 705	189,148
2013	207,494	32 307	41 879	0	281,680	10 831	3 041	267,808
2014	174,012	27 297	34 699	0	236,008	8 840	2 499	224,669
2015	130,742	28 456	33 193	0	192,391	6 223	2 466	183,702
2016	101,999	24 382	28 009	0	154,390	4 590	2 095	147,705
2017	81,585	20 432	23 732	0	125,749	3 386	1 767	120,596
2018	67,966	17 880	20 878	0	106,724	2 569	1 550	102,605
2019	58,166	16 090	18 851	0	93,107	2 100	1 398	89,609
2020	48,570	14 130	16 600	0	79,300	1 724	1 229	76,347
2021	41,457	12 664	14 928	0	69,049	1 438	1 104	66,507
2022	35,461	11 327	13 420	0	60,208	1 202	990	58,016
2023	30,350	10 088	12 038	0	52,476	999	885	50,592
Итого	1 379 138	260 446	326 270	0	1 965 854	64 510	23 592	1 877 752
Остаток	126 586	47 447	57 782	0	231 815	3 858	4 209	223 748
Всего в будущем	1 505 724	307 893	384 052	0	2 197 669	68 368	27 801	2 101 500

ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$

БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М

Период	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный		Дисконтированный по 10,00%
						Годовой	Совокупный	
2009	0	0	29 220	0	29 220	-29 220	-29 220	-28 620
2010	14 266	0	52 882	27 682	94 830	20 069	-9 151	17 464
2011	19 919	0	62 552	43 651	126 122	59 427	50 276	47 959
2012	18 585	0	84 538	44 698	147 821	41 327	91 603	30 628
2013	22 803	0	4 903	61 445	89 151	178 657	270 260	120 143
2014	20 138	0	2 969	51 591	74 698	149 971	420 231	91 345
2015	16 166	0	31 336	41 168	88 670	95 032	515 263	51 995
2016	12 539	0	1 173	32 777	46 489	101 216	616 479	50 534
2017	10 709	0	1 831	26 499	39 039	81 557	698 036	36 849
2018	9 347	0	1 233	22 336	32 916	69 689	767 725	28 498
2019	8 804	0	759	19 353	28 916	60 693	828 418	22 462
2020	8 379	0	849	16 370	25 598	50 749	879 167	17 001
2021	7 968	0	704	14 156	22 828	43 679	922 846	13 244
2022	6 853	0	701	12 259	19 813	38 203	961 049	10 487
2023	6 416	0	696	10 610	17 722	32 870	993 919	8 167
Итого	182 892	0	276 346	424 595	883 833	993 919		518 156
Остаток	30 857	0	17 792	45 881	94 530	129 218	1 123 137	23 815
Всего в будущем	213 749	0	294 138	470 476	978 363	1 123 137		541 971

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 9

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ
ИТОГО ВЕРОЯТНЫЕ

ИТОГО
ВЕРОЯТНЫЕ

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ

МЕСЯЧНАЯ

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ		
Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

ВКЛЮЧАЕТ ОПЛАТУ БОНУСА ДОБЫЧИ

10.00%	2,262,497
12.00%	1,881,290
15.00%	1 432 213
20.00%	911,795
25.00%	574,026

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
2010	3	1 382 403	188 524	7 440	1 320 152	180 035	5 869	55.00	2.47
2011	10	2 767 612	721 551	19 305	2 629 175	685 456	13 949	60.00	2.47
2012	18	5 500 317	1 260 813	29 659	5 194 769	1 190 774	21 299	60.00	2.47
2013	30	12 656 309	3 330 499	76 824	11 135 593	2 930 327	51 440	60.00	2.47
2014	36	14 717 298	3 818 146	84 945	12 323 012	3 196 990	54 156	60.00	2.47
2015	39	15 169 983	4 045 957	90 056	12 710 441	3 389 981	57 499	60.00	2.47
2016	44	16 244 968	5 212 782	105 037	13 520 546	4 338 549	65 478	60.00	2.47
2017	49	14 046 014	5 631 555	118 271	11 753 828	4 712 540	74 146	60.00	2.47
2018	52	12 408 278	5 345 824	109 136	10 543 737	4 542 526	69 344	60.00	2.47
2019	52	9 226 242	4 113 662	85 117	8 100 591	3 611 776	55 947	60.00	2.47
2020	52	7 579 151	3 498 443	73 159	6 579 985	3 037 237	47 696	60.00	2.47
2021	52	6 515 591	3 040 468	63 992	5 685 113	2 652 113	42 026	60.00	2.47
2022	52	5 672 179	2 681 724	56 705	4 971 093	2 350 267	37 456	60.00	2.47
2023	52	4 977 464	2 388 020	50 687	4 368 183	2 095 710	33 571	60.00	2.47
Итого		128 863 809	45 277 968	970 333	110 836 218	38 915 091	629 876	59.94	2.47
Остаток		24 623 897	12 799 285	274 856	21 813 495	11 344 372	184 260	60.00	2.47
Всего в будущем		153 487 706	58 077 253	1 245 189	132 649 713	50 259 463	814 136	59.95	2.47
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		153 487 706	58 077 253	1 245 189					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					Нефть/конденсат, млн.\$	Роялти Газ/прод. уст., \$	БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого			
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	72 608	5 061	14 496	0	92,165	2 498	782	88 885
2011	157 751	21 537	34 456	0	213,744	6 404	2 240	205 100
2012	311 686	37 414	52 613	0	401,713	15 647	2 827	383 239
2013	668 136	92 071	127 046	0	887,253	39 888	9 444	837 921
2014	739 380	100 449	133 769	0	973,598	45 176	10 259	918 163
2015	762 627	106 513	142 026	0	1,011,166	46 825	10 960	953 381
2016	811 233	136 318	161 731	0	1,109,282	50 297	13 412	1 045 573
2017	705 229	148 068	183 143	0	1,036,440	42 807	15 070	978 563
2018	632 625	142 726	171 280	0	946,631	37 641	14 162	894 828
2019	486 035	113 482	138 183	0	737,700	27 121	11 023	699 556
2020	394 799	95 430	117 814	0	608,043	20 885	9 127	578 031
2021	341 107	83 355	103 797	0	528,259	17 635	7 898	502 726
2022	298 266	73 845	92 526	0	464,637	15 062	6 971	442 604
2023	262 091	65 847	82 906	0	410,844	12 895	6 173	391 776
Итого	6 643 573	1 222 116	1 555 786	0	9 421 475	380 781	120 348	8 920 346
Остаток	1 308 810	356 440	455 132	0	2 120 382	55 103	32 716	2 032 563
Всего в будущем	7 952 383	1 578 556	2 010 918	0	11 541 857	435 884	153 064	10 952 909

ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$

БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М

Период	Операционные затраты				Итого	Не дисконтированный		
	затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка		Годовой	Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	132 069	0	132 069	-132 069	-132 069	-131 140
2010	14 845	0	164 637	21 435	200 917	-112 032	-244 101	-101 017
2011	26 871	0	263 226	45 799	335 896	-130 796	-374 897	-106 015
2012	42 910	0	209 259	88 934	341 103	42 136	-332 761	31 207
2013	71 561	0	116 526	194 233	382 320	455 601	122 840	304 553
2014	80 561	0	94 806	214 509	389 876	528 287	651 127	322 085
2015	84 682	0	65 648	222 133	372 463	580 918	1 232 045	321 313
2016	88 618	0	55 605	243 257	387 480	658 093	1 890 138	329 670
2017	90 090	0	35 944	220 418	346 452	632 111	2 522 249	286 007
2018	83 157	0	3 138	200 723	287 018	607 810	3 130 059	248 700
2019	69 677	0	1 859	155 371	226 907	472 649	3 602 708	174 988
2020	65 425	0	2 091	127 189	194 705	383 326	3 986 034	128 393
2021	60 946	0	1 743	110 165	172 854	329 872	4 315 906	100 006
2022	52 826	0	1 743	96 619	151 188	291 416	4 607 322	79 965
2023	50 157	0	1 743	85 191	137 091	254 685	4 862 007	63 260
Итого	882 326	0	1 150 037	2 025 976	4 058 339	4 862 007		2 051 975
Остаток	295 047	0	95 832	433 778	824 657	1 207 906	6 069 913	210 637
Всего в будущем	1 177 373	0	1 245 754	2 459 754	4 882 996	6 069 913		2 262 612

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 10

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ
ВЕРОЯТНЫЕ НЕРАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ

ВЕРОЯТНЫЕ НЕРАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			СОСТАВНАЯ	МЕСЯЧНАЯ
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ								10.00%	426 032
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ								12.00%	357 396
ЗАМЕЧАНИЯ								15.00%	276,900
								20.00%	183 898
								25.00%	123 389

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0		0	0.00	0.00
2010	1	142 268	3 171	0	135 862	0	0	55.00	2.47
2011	1	699 739	31 191	87	664 738	3 028	74	60.00	2.47
2012	1	1 590 010	70 875	431	1 501 683	29 631	318	60.00	2.47
2013	1	2 632 462	117 342	978	2 316 158	66 938	718	60.00	2.47
2014	1	3 200 000	142 641	1 619	2 679 408	103 243	1 108	60.00	2.47
2015	1	3 200 000	142 641	1 968	2 681 178	119 435	1 281	60.00	2.47
2016	1	2 912 000	129 803	1 968	2 423 631	119 514	1 282	60.00	2.47
2017	2	2 795 524	141 166	1 791	2 339 320	108 034	1 159	60.00	2.47
2018	2	2 544 462	131 093	1 947	2 162 116	118 129	1 267	60.00	2.47
2019	2	2 296 478	118 074	1 809	2 016 296	111 394	1 195	60.00	2.47
2020	2	2 077 281	106 642	1 629	1 803 432	103 669	1 112	60.00	2.47
2021	2	1 881 714	96 486	1 471	1 641 869	92 584	993	60.00	2.47
2022	2	1 706 243	87 395	1 331	1 495 350	84 186	903	60.00	2.47
2023	2	1 548 240	79 225	1 206	1 358 724	76 594	822	60.00	2.47
Итого		29 226 421	1 397 745	19 328	25 219 765	1 205 906	12 978	59.97	2.47
Остаток		8 236 207	415 623	5 735	7 296 888	368 170	3 949	60.00	2.47
Всего в будущем		37 462 628	1 813 368	25 063	32 516 653	1 574 076	16 927	59.98	2.47
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		37 462 628	1 813 368	25 063					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	7 472	85	183	0	7 740	257	11	7 472
2011	39 885	931	786	0	41 602	1 619	68	39 915
2012	90 101	2 103	1 773	0	93 977	4 523	122	89 332
2013	138 969	3 244	2 736	0	144 949	8 297	258	136 394
2014	160 765	3 753	3 164	0	167 682	9 823	303	157 556
2015	160 870	3 755	3 167	0	167 792	9 877	305	157 610
2016	145 418	3 394	2 862	0	151 674	9 016	282	142 376
2017	140 359	3 712	3 130	0	147 201	8 520	311	138 370
2018	129 727	3 500	2 952	0	136 179	7 719	291	128 169
2019	120 978	3 257	2 746	0	126 981	6 750	263	119 968
2020	108 206	2 909	2 454	0	113 569	5 724	229	107 616
2021	98 512	2 645	2 230	0	103 387	5 093	206	98 088
2022	89 721	2 407	2 030	0	94 158	4 531	186	89 441
2023	81 524	2 185	1 842	0	85 551	4 011	167	81 373
Итого	1 512 507	37 880	32 055	0	1 582 442	85 760	3 002	1 493 680
Остаток	437 813	11 567	9 755	0	459 135	18 494	860	439 781
Всего в будущем	1 950 320	49 447	41 810	0	2 041 577	104 254	3 862	1 933 461

ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$

БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М

Период	Операционные затраты		Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный		
	затраты	Прочие налоги				Годовой	Совокупный	Дисконтированный по 10.00%
2009	0	0	10 651	0	10 651	-10 651	-10 651	-10 607
2010	867	0	37 630	2 059	40 556	-33 084	-43 735	-29 808
2011	4,070	0	34 630	10 213	48 913	-8 998	-52 733	-7 258
2012	8,316	0	22 420	23 071	53 807	35 525	-17 208	26 423
2013	10,510	0	0	35 586	46 096	90 298	73 090	60 651
2014	12,350	0	0	41 166	53 516	104 040	177 130	63 261
2015	12,659	0	0	41 193	53 852	103 758	280 888	57 110
2016	10,869	0	0	37 237	48 106	94 270	375 158	46 975
2017	11,119	0	1 050	36 072	48 241	90 129	465 287	40 615
2018	10,544	0	29	33 362	43 935	84 234	549 521	34 398
2019	10,608	0	19	31 109	41 736	78 232	627 753	28 918
2020	10,681	0	20	27 824	38 525	69 091	696 844	23 117
2021	10,643	0	16	25 330	35 989	62 099	758 943	18 809
2022	9,529	0	16	23 069	32 614	56 827	815 770	15 579
2023	9,332	0	15	20 960	30 307	51066	866 836	12 673
Итого	132 097	0	106 496	388 251	626 844	866 836		380 856
Остаток	56 117	0	10 068	112 517	178 702	261 079	1 127 915	45 176
Всего в будущем	188 214	0	116 564	500 768	805 546	1 127 915		426 032

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 11

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ
ИТОГО ВЕРОЯТНЫЕ НЕОСВОЕННЫЕ

ВЕРОЯТНЫЕ НЕОСВОЕННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			
Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб. фут

10.00%	1 836 464
12.00%	1 523 894
15.00%	1 155 313
20.00%	727 898
25.00%	450 637

Период	Ко л-во скв	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
2010	2	1 240 135	185 353	7 353	1 184 290	177 007	5 795	55.00	2.47
2011	9	2 067 873	690 360	18 874	1 964 437	655 825	13 631	60.00	2.47
2012	17	3 910 307	1 189 938	28 681	3 693 086	1 123 836	20 581	60.00	2.47
2013	29	10 023 847	3 213 157	75 205	8 819 435	2 827 084	50 332	60.00	2.47
2014	35	11 517 298	3 675 505	82 977	9 643 604	3 077 555	52 875	60.00	2.47
2015	38	11 969 983	3 903 316	88 088	10 029 263	3 270 467	56 217	60.00	2.47
2016	43	13 332 968	5 082 979	103 246	11 096 915	4 230 515	64 319	60.00	2.47
2017	47	11 250 490	5 490 389	116 324	9 414 508	4 594 411	72 879	60.00	2.47
2018	50	9 863 816	5 214 731	107 327	8 381 621	4 431 132	68 149	60.00	2.47
2019	50	6 929 764	3 995 588	83 488	6 084 295	3 508 107	54 835	60.00	2.47
2020	50	5 501 870	3 391 801	71 688	4 776 553	2 944 653	46 703	60.00	2.47
2021	50	4 633 877	2 943 982	62 661	4 043 244	2 568 737	41 123	60.00	2.47
2022	50	3 965 936	2 594 329	55 499	3 475 743	2 273 673	36 634	60.00	2.47
2023	50	3 429 224	2 308 795	49 594	3 009 459	2 026 183	32 825	60.00	2.47
Итого		99 637 388	43 880 223	951 005	85 616 453	37 709 185	616 898	59.93	2.47
Остаток		16 387 690	12 383 662	269 121	14 516 607	10 976 202	180 311	60.00	2.47
Всего в будущем		116 025 078	56 263 885	1 220 126	100 133 060	48 685 387	797 209	59.94	2.47
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		116 025 078	56 263 885	1 220 126					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M	
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	65 136	4 976	14 312	0	84 424	2 241	772	81 411
2011	117 866	20 606	33 672	0	172 144	4 785	2 171	165 188
2012	221 585	35 311	50 839	0	307 735	11 124	2 705	293 906
2013	529 166	88 827	124 310	0	742 303	31 591	9 186	701 526
2014	578 617	96 696	130 604	0	805 917	35 353	9 956	760 608
2015	601 756	102 758	138 860	0	843 374	36 948	10 665	795 771
2016	665 814	132 923	158 869	0	957 606	41 281	13 131	903 194
2017	564 871	144 357	180 013	0	889 241	34 287	14 758	840 196
2018	502 897	139 226	168 328	0	810 451	29 923	13 871	766 657
2019	365 058	110 225	135 436	0	610 719	20 370	10 760	579 589
2020	286 593	92 521	115 361	0	494 475	15 161	8 898	470 416
2021	242 595	80 709	101 567	0	424 871	12 542	7 692	404 637
2022	208 544	71 439	90 497	0	370 480	10 531	6 785	353 164
2023	180 568	63 663	81 063	0	325 294	8 884	6 006	310 404
Итого	5 131 066	1 184 237	1 523 731	0	7 839 034	295 021	117 346	7 426 667
Остаток	870 997	344 872	445 378	0	1 661 247	36 609	31 856	1 592 782
Всего в будущем	6 002 063	1 529 109	1 969 109	0	9 500 281	331 630	149 202	9 019 449

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			Дисконтированный по 10,00%
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	121 418	0	121 418	-121 418	-121 418	-120 533
2010	13 977	0	127 006	19 377	160 360	-78 949	-200 367	-71 210
2011	22 802	0	228 596	35 585	286 983	-121 795	-322 162	-98 756
2012	34 594	0	186 839	65 863	287 296	6 610	-315 552	4 784
2013	61 052	0	116 527	158 648	336 227	365 299	49 747	243 902
2014	68 210	0	94 806	173 343	336 359	424 249	473 996	258 824
2015	72 022	0	65 647	180 939	318 608	477 163	951 159	264 202
2016	77 750	0	55 605	206 020	339 375	563 819	1 514 978	282 697
2017	78 972	0	34 896	184 346	298 214	541 982	2 056 960	245 392
2018	72 612	0	3 107	167 361	243 080	523 577	2 580 537	214 301
2019	59 069	0	1 841	124 262	185 172	394 417	2 974 954	146 070
2020	54 744	0	2 071	99 365	156 180	314 236	3 289 190	105 276
2021	50 303	0	1 727	84 835	136 865	267 772	3 556 962	81 198
2022	43 298	0	1 727	73 550	118 575	234 589	3 791 551	64 385
2023	40 824	0	1 729	64 230	106 783	203 621	3 995 172	50 586
Итого	750 229	0	1 043 542	1 637 724	3 431 495	3 995 172		1 671 118
Остаток	238 931	0	85 765	321 262	645 958	946 824	4 941 996	165 461
Всего в будущем	989 160	0	1 129 307	1 958 986	4 077 453	4 941 996		1 836 579

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАИКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 12

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
ТУРНЕЙСКАЯ ЗАЛЕЖЬ, СЕВЕР
ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ

ДОКАЗАННЫЕ И
ВЕРОЯТНЫЕ

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ **МЕСЯЧНАЯ**

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ		
Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.
					Газ \$/млн куб.фут

10.00%	967 136
12.00%	834 013
15.00%	673,990
20.00%	481 870
25.00%	350 629

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	14	1 557 835	0	3 490	1 487 779	0	0	50.00	0.00
2010	15	3 202 994	275 453	7 358	3 016 152	259 257	6 132	55.00	2.47
2011	19	3 809 637	593 010	8 181	3 592 690	558 575	5 991	60.00	2.47
2012	22	5 324 465	756 835	10 443	5 021 048	713 369	7 652	60.00	2.47
2013	25	6 570 421	868 456	11 983	5 718 928	751 961	8 066	60.00	2.47
2014	25	6 938 985	896 104	12 363	5 861 440	761 268	8 163	60.00	2.47
2015	25	6 192 528	801 030	11 053	5 261 381	687 907	7 382	60.00	2.47
2016	25	5 354 551	710 346	9 799	4 499 814	601 845	6 455	60.00	2.47
2017	26	4 764 312	624 670	8 617	4 024 150	532 024	5 708	60.00	2.47
2018	26	4 186 700	559 142	7 718	3 591 961	484 120	5 194	60.00	2.47
2019	26	3 682 171	498 960	6 882	3 257 248	444 756	4 770	60.00	2.47
2020	26	3 254 149	443 272	6 117	2 846 620	390 905	4 194	60.00	2.47
2021	26	2 887 636	392 356	5 411	2 537 715	347 562	3 729	60.00	2.47
2022	26	2 570 231	344 712	4 756	2 267 477	306 403	3 286	60.00	2.47
2023	26	2 293 717	300 214	4 143	2 025 930	267 139	2 866	60.00	2.47
Итого		62 590 332	8 064 560	118 314	55 010 333	7 107 091	79 588	59.46	2.47
Остаток		11 585 790	1 318 995	18 200	10 316 239	1 181 835	12 675	60.00	2.47
Всего в будущем		74 176 122	9 383 555	136 514	65 326 572	8 288 926	92 263	59.54	2.47
Совокупный		8 985 998	0	13 825					
Окончательный		83 162 120	9 383 555	150 339					

БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M								РОЯЛТИ	БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
Период	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$		
2009	74 389	0	0	0	74 389	2 626	0	71 763	
2010	165 888	7 288	15 141	0	188 317	8 368	897	179 052	
2011	215 562	17 550	14 800	0	247 912	10 733	1 315	235 864	
2012	301 263	22 414	18 901	0	342 578	15 239	1 594	325 745	
2013	343 136	23 627	19 924	0	386 687	19 212	1 810	365 665	
2014	351 686	23 919	20 171	0	395 776	20 095	1 834	373 847	
2015	315 683	21 614	18 226	0	355 523	17 832	1 655	336 036	
2016	269 988	18 910	15 974	0	304 845	15 183	1 459	288 203	
2017	241 450	16 716	14 096	0	272 262	13 225	1 304	257 733	
2018	215 517	15 211	12 828	0	243 556	11 438	1 182	230 936	
2019	195 435	13 974	11 784	0	221 193	9 806	1 072	210 315	
2020	170 797	12 283	10 357	0	193 437	8 214	933	184 290	
2021	152 263	10 920	9 209	0	172 392	7 179	825	164 388	
2022	136 049	9 627	8 119	0	153 795	6 285	725	146 785	
2023	121 555	8 394	7 078	0	137 027	5 482	629	130 916	
Итого	3 270 661	222 447	196 581	0	3 689 689	170 917	17 234	3 501 538	
Остаток	618 975	37 133	31 313	0	687 421	24 519	2 750	660 152	
Всего в будущем	3 889 636	259 580	227 894	0	4 377 110	195 436	19 984	4 161 690	

Период	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Будущий чистый доход до подоходного налога, \$M	
						Не дисконтированный	Дисконтированный по 10,00%
2009	19 334	0	88 188	22 227	129 749	-57 986	-57 986
2010	21 366	0	92 026	47 527	160 919	18 133	-39 853
2011	24 265	0	111 943	58 987	195 195	40 669	816
2012	31 178	0	88 103	81 799	201 080	124 665	125 481
2013	28 610	0	34 609	92 592	155 811	209 854	335 335
2014	29 615	0	2 557	94 809	126 981	246 866	582 201
2015	27 230	0	1 682	85 147	114 059	221 977	804 178
2016	22 267	0	963	72 951	96 181	192 022	996 200
2017	20 886	0	2 722	65 180	88 788	168 945	1 165 145
2018	19 171	0	1 037	58 268	78 476	152 460	1 317 605
2019	18 804	0	651	52 893	72 348	137 967	1 455 572
2020	18 479	0	729	46 246	65 454	118 836	1 574 408
2021	18 014	0	600	41 219	59 833	104 555	1 678 963
2022	15 790	0	592	36 790	53 172	93 613	1 772 576
2023	15 140	0	582	32 808	48 530	82 386	1 854 962
Итого	330 149	0	426 984	889 443	1 646 576	1 854 962	899 768
Остаток	84 206	0	29 073	165 364	278 643	381 509	2 236 471
Всего в будущем	414 355	0	456 057	1 054 807	1 925 219	2 236 471	967 136

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 13

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
ТУРНЕЙСКАЯ ЗАЛЕЖЬ, СЕВЕР
ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ

ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ		
Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.
					Газ \$/млн куб.фут

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ

МЕСЯЧНАЯ

10.00%	464 637
12.00%	413 064
15.00%	348 969
20.00%	268 060
25.00%	209 344

РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.

ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ

СРЕДНИЕ ЦЕНЫ

Период	Кол-во скв.	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	14	1 557 835	0	3 490	1 487 779	0	0	50.00	0.00
2010	14	3 060 726	272 282	7 271	2 880 290	256 229	6 058	55.00	2.47
2011	17	3 077 104	556 873	7 682	2 896 799	524 246	5 623	60.00	2.47
2012	20	3 402 306	632 279	8 724	3 205 667	595 732	6 390	60.00	2.47
2013	20	3 285 843	643 495	8 880	2 829 009	554 030	5 942	60.00	2.47
2014	20	2 630 515	560 995	7 738	2 253 894	480 677	5 153	60.00	2.47
2015	20	2 148 428	493 861	6 815	1 872 958	430 538	4 621	60.00	2.47
2016	20	1 781 236	437 699	6 037	1 525 774	374 924	4 021	60.00	2.47
2017	20	1 439 739	358 241	4 944	1 242 119	309 073	3 317	60.00	2.47
2018	20	1 212 082	317 452	4 381	1 064 327	278 749	2 991	60.00	2.47
2019	20	1 031 289	282 772	3 900	929 788	254 944	2 733	60.00	2.47
2020	20	881 585	249 279	3 441	786 832	222 486	2 388	60.00	2.47
2021	20	757 467	217 902	3 004	679 058	195 346	2 096	60.00	2.47
2022	20	653 557	188 197	2 597	587 707	169 232	1 814	60.00	2.47
2023	20	566 177	160 245	2 211	509 851	144 303	1 548	60.00	2.47
Итого		27 485 889	5 371 572	81 115	24 751 852	4 790 509	54 695	58.82	2.47
Остаток		2 560 316	664 541	9 169	2 320 587	602 395	6 461	60.00	2.47
Всего в будущем		30 046 205	6 036 113	90 284	27 072 439	5 392 904	61 156	58.92	2.47
Совокупный		8 985 998	0	13 825					
Окончательный		39 032 203	6 036 113	104 109					

БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M

РОЯЛТИ

БВД ПОСЛЕ
НАЛОГОВ НА
ДОБЫЧУ, \$M

Период	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
2009	74 389	0	0	0	74 389	2 626	0	71 763
2010	158 416	7 203	14 957	0	180 576	8 111	886	171 579
2011	173 808	16 471	13 891	0	204 170	9 038	1 236	193 896
2012	192 340	18 718	15 784	0	226 842	9 771	1 380	215 691
2013	169 741	17 408	14 680	0	201 829	8 860	1 316	191 653
2014	135 233	15 103	12 736	0	163 072	6 870	1 122	155 080
2015	112 378	13 527	11 407	0	137 312	5 349	997	130 966
2016	91 546	11 780	9 934	0	113 260	4 120	869	108 271
2017	74 527	9 711	8 190	0	92 428	3 093	716	88 619
2018	63 860	8 759	7 385	0	80 004	2 414	645	76 945
2019	55 787	8 010	6 755	0	70 552	2 013	591	67 948
2020	47 210	6 991	5 895	0	60 096	1 676	515	57 905
2021	40 744	6 137	5 176	0	52 057	1 414	453	50 190
2022	35 262	5 318	4 484	0	45 064	1 196	392	43 476
2023	30 591	4 534	3 824	0	38 949	1 006	334	37 609
Итого	1 455 832	149 670	135 098	0	1 740 600	67 557	11 452	1 661 591
Остаток	139 235	18 927	15 960	0	174 122	4 239	1 396	168 487
Всего в будущем	1 595 067	168 597	151 058	0	1 914 722	71 796	12 848	1 830 078

ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$

БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО
НАЛОГА, \$M

Период	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	по 10,00%
2009	19 334	0	69 931	22 227	111 492	-39 729	-39 729	-40 224
2010	20 499	0	54 396	45 469	120 364	51 215	11 486	46 346
2011	20 008	0	63 213	48 263	131 484	62 412	73 898	50 522
2012	20 547	0	59 912	53 559	134 018	81 673	155 571	60 312
2013	15 153	0	3 389	47 534	66 076	125 577	281 148	84 510
2014	12 326	0	2 014	38 244	52 584	102 496	383 644	62 431
2015	10 635	0	1 397	32 007	44 109	86 857	470 501	47 883
2016	8 427	0	846	26 360	35 633	72 638	543 139	36 247
2017	7 202	0	1 516	21 497	30 215	58 404	601 543	26 386
2018	6 417	0	904	18 552	25 873	51 072	652 615	20 882
2019	6 135	0	563	16 315	23 013	44 935	697 550	16 630
2020	5 856	0	628	13 871	20 355	37 550	735 100	12 579
2021	5 551	0	517	12 003	18 071	32 119	767 219	9 740
2022	4 718	0	511	10 390	15 619	27 857	795 076	7 647
2023	4 379	0	503	8 989	13 871	23 738	818 814	5 898
Итого	167 187	0	260 240	415 350	842 777	818 814		447 789
Остаток	21 261	0	15 894	40 399	77 554	90 933	909 747	16 848
Всего в будущем	188 448	0	276 134	455 749	920 331	909 747		464 637

ZNAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 14

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ

ТУРНЕЙСКАЯ ЗАЛЕЖЬ, СЕВЕР

ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ

ДОКАЗАННЫЕ РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ

ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M

СОСТАВНАЯ

МЕСЯЧНАЯ

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			
Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут

10.00%	274 405
12.00%	246 942
15.00%	212 572
20.00%	168 599
25.00%	136 018

РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.

ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ

СРЕДНИЕ ЦЕНЫ

Период	Кол-во скв.	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	14	1 451 378	0	2 633	1 386 109	0	0	50.00	0.00
2010	13	2 707 076	197 665	5 512	2 547 489	186 010	4 617	55.00	2.47
2011	13	2 157 762	353 131	4 871	2 031 326	332 444	3 565	60.00	2.47
2012	13	1 742 711	307 834	4 247	1 641 991	290 039	3 111	60.00	2.47
2013	13	1 434 304	271 166	3 742	1 234 890	233 465	2 505	60.00	2.47
2014	13	1 196 528	240 319	3 314	1 025 215	205 913	2 206	60.00	2.47
2015	13	1 008 701	213 788	2 952	879 368	186 376	2 001	60.00	2.47
2016	13	857 567	190 771	2 631	734 576	163 410	1 752	60.00	2.47
2017	13	733 515	170 572	2 353	632 831	147 163	1 580	60.00	2.47
2018	13	630 959	152 674	2 108	554 044	134 059	1 439	60.00	2.47
2019	13	545 394	135 927	1 875	491 715	122 551	1 312	60.00	2.47
2020	13	471 560	118 238	1 631	420 879	105 530	1 134	60.00	2.47
2021	13	409 319	101 856	1 404	366 949	91 311	979	60.00	2.47
2022	13	357 407	87 905	1 213	321 395	79 048	848	60.00	2.47
2023	13	313 703	76 041	1 050	282 494	68 476	734	60.00	2.47
Итого		16 017 884	2 617 887	41 536	14 551 271	2 345 795	27 783	58.17	2.47
Остаток		1 433 320	337 165	4 652	1 299 279	305 739	3 279	60.00	2.47
Всего в будущем		17 451 204	2 955 052	46 188	15 850 550	2 651 534	31 062	58.32	2.47
Совокупный		8 966 316	0	13 667					
Окончательный		26 417 520	2 955 052	59 855					

БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M

РОЯЛТИ

БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M

Период	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
2009	69 306	0	0	0	69 306	2 446	0	66 860
2010	140 111	5 229	11 400	0	156 740	7 174	665	148 901
2011	121 880	10 445	8 808	0	141 133	6 338	784	134 011
2012	98 519	9 113	7 685	0	115 317	5 005	672	109 640
2013	74 094	7 336	6 186	0	87 616	3 867	554	83 195
2014	61 513	6 469	5 456	0	73 438	3 125	481	69 832
2015	52 762	5 856	4 938	0	63 556	2 512	431	60 613
2016	44 074	5 135	4 330	0	53 539	1 983	379	51 177
2017	37 970	4 624	3 899	0	46 493	1 576	341	44 576
2018	33 243	4 212	3 552	0	41 007	1 256	310	39 441
2019	29 503	3 850	3 247	0	36 600	1 065	284	35 251
2020	25 252	3 316	2 796	0	31 364	897	245	30 222
2021	22 018	2 869	2 420	0	27 307	764	211	26 332
2022	19 283	2 484	2 094	0	23 861	654	184	23 023
2023	16 950	2 151	1 814	0	20 915	557	158	20 200
Итого	846 478	73 089	68 625	0	988 192	39 219	5 699	943 274
Остаток	77 957	9 607	8 101	0	95 665	2 374	708	92 583
Всего в будущем	924 435	82 696	76 726	0	1 083 857	41 593	6 407	1 035 857

ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$

БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M

Период	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	по 10,00%
2009	18 151	0	64 452	20 709	103 312	-36 452	-36 452	-36 920
2010	17 879	0	35 831	39 828	93 538	55 363	18 911	50 319
2011	14 083	0	20 545	33 509	68 137	65 874	84 785	54 168
2012	10 521	0	15 067	27 290	52 878	56 762	141 547	42 238
2013	6 568	0	1 475	20 670	28 713	54 482	196 029	36 651
2014	5 538	0	908	17 275	23 721	46 111	242 140	28 080
2015	4 906	0	647	14 910	20 463	40 150	282 290	22 129
2016	3 967	0	400	12 528	16 895	34 282	316 572	17 105
2017	3 613	0	664	10 854	15 131	29 445	346 017	13 298
2018	3 280	0	463	9 553	13 296	26 145	372 162	10 689
2019	3 170	0	292	8 511	11 973	23 278	395 440	8 614
2020	3 043	0	327	7 292	10 662	19 560	415 000	6 553
2021	2 897	0	271	6 350	9 518	16 814	431 814	5 098
2022	2 485	0	270	5 554	8 309	14 714	446 528	4 039
2023	2 340	0	269	4 872	7 481	12 719	459 247	3 160
Итого	102 441	0	141 881	239 705	484 027	459 247	508 617	265 221
Остаток	11 651	0	9 244	22 318	43 213	49 370		9 184
Всего в будущем	114 092	0	151 125	262 023	527 240	508 617		274 405

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 15

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ

ТУРНЕЙСКАЯ ЗАЛЕЖЬ, СЕВЕР

ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ НЕРАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ

ДОКАЗАННЫЕ НЕРАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ		
Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.
					Газ \$/млн куб.фут

10.00%	18 684
12.00%	17 297
15.00%	15 428
20.00%	12 791
25.00%	10 640

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		106 457	0	857	101 670	0	0	50.00	0.00
2010		169 775	46 111	1 366	159 766	43 393	1 153	55.00	2.47
2011		132 916	77 533	1 070	125 128	72 989	783	60.00	2.47
2012		109 240	63 722	879	102 926	60 039	644	60.00	2.47
2013		92 738	54 095	746	79 845	46 575	499	60.00	2.47
2014		80 573	47 000	649	69 037	40 271	432	60.00	2.47
2015		71 232	41 551	573	62 099	36 223	389	60.00	2.47
2016		63 804	37 218	514	54 653	31 880	342	60.00	2.47
2017		3 733	2 178	30	3 221	1 879	20	60.00	2.47
2018		0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
2019		0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
2020		0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
2021		0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
2022		0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
2023		0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
Итого		830 468	369 408	6 684	758 345	333 249	4 262	57.61	2.47
Остаток		0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
Всего в будущем		830 468	369 408	6 684	758 345	333 249	4 262	57.61	2.47
Совокупный		19 682	0	158					
Окончательный		850 150	369 408	6 842					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн. \$	Газ/прод. уст., \$	
2009	5 083	0	0	0	5 083	179	0	4 904
2010	8 788	1 220	2 847	0	12 855	450	163	12 242
2011	7 507	2 293	1 934	0	11 734	391	172	11 171
2012	6 176	1 887	1 591	0	9 654	313	139	9 202
2013	4 791	1 463	1 234	0	7 488	251	110	7 127
2014	4 142	1 265	1 067	0	6 474	210	94	6 170
2015	3 726	1 138	959	0	5 823	177	84	5 562
2016	3 279	1 002	845	0	5 126	148	74	4 904
2017	193	59	50	0	302	8	5	289
2018	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого	43 685	10 327	10 527	0	64 539	2 127	841	61 571
Остаток	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего в будущем	43 685	10 327	10 527	0	64 539	2 127	841	61 571

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН. \$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	по 10,00%
2009	1.183	0	5.479	1.519	8.181	3.277	-3.277	-3.304
2010	1.589	0	3.139	2.800	7.528	4.714	1.437	4.284
2011	1.234	0	1.751	2.563	5.548	5.623	7.060	4.625
2012	927	0	1.294	2.109	4.330	4.872	11.932	3.624
2013	594	0	129	1.636	2.359	4.768	16.700	3.207
2014	516	0	82	1.414	2.012	4.158	20.858	2.531
2015	474	0	60	1.272	1.806	3.756	24.614	2.069
2016	400	0	40	1.120	1.560	3.344	27.958	1.669
2017	24	0	200	66	290	-1	27.957	4
2018	0	0	0	0	0	0	27.957	0
2019	0	0	0	0	0	0	27.957	0
2020	0	0	0	0	0	0	27.957	0
2021	0	0	0	0	0	0	27.957	0
2022	0	0	0	0	0	0	27.957	0
2023	0	0	0	0	0	0	27.957	0
Итого	6.941	0	12.174	14.499	33.614	27.957		18.709
Остаток	0	0	240	0	240	-240	27.717	-25
Всего в будущем	6.941	0	12.414	14.499	33.854	27.717		18.684

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 16

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
ТУРНЕЙСКАЯ ЗАЛЕЖЬ, СЕВЕР
ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ НЕОСВОЕННЫЕ

ДОКАЗАННЫЕ НЕРАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M	
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ								
	ВКЛЮЧАЕТ ОПЛАТУ БОНУСА ДОБЫЧИ						10.00%	18 684
							12.00%	17 297
							15.00%	15 428
							20.00%	12 791
							25.00%	10 640

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	1	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
2010	4	183 875	28 506	393	173 035	26 826	288	55.00	2.47
2011	7	786 426	126 209	1 741	740 345	118 813	1 275	60.00	2.47
2012	7	1 550 355	260 723	3 598	1 460 750	245 654	2 635	60.00	2.47
2013	7	1 758 801	318 234	4 392	1 514 274	273 990	2 938	60.00	2.47
2014	7	1 353 414	273 676	3 775	1 159 642	234 493	2 515	60.00	2.47
2015	7	1 068 495	238 522	3 290	931 491	207 939	2 231	60.00	2.47
2016	7	859 865	209 710	2 892	736 545	179 634	1 927	60.00	2.47
2017	7	702 491	185 491	2 561	606 067	160 031	1 717	60.00	2.47
2018	7	581 123	164 778	2 273	510 283	144 690	1 552	60.00	2.47
2019	7	485 895	146 845	2 025	438 073	132 393	1 421	60.00	2.47
2020	7	410 025	131 041	1 810	365 953	116 956	1 254	60.00	2.47
2021	7	348 148	116 046	1 600	312 109	104 035	1 117	60.00	2.47
2022	7	296 150	100 292	1 384	266 312	90 184	966	60.00	2.47
2023	7	252 474	84 204	1 161	227 357	75 827	814	60.00	2.47
Итого		10 637 537	2 384 277	32 895	9 442 236	2 111 465	22 650	59.91	2.47
Остаток		1 126 996	327 376	4 517	1 021 308	296 656	3 182	60.00	2.47
Всего в будущем		11 764 533	2 711 653	37 412	10 463 544	2 408 121	25 832	59.92	2.47
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		11 764 533	2 711 653	37 412					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	9 517	754	711	0	10 982	4870	59	10 436
2011	44 421	3 733	3 148	0	51 302	2 310	280	48 712
2012	87 645	7 719	6 509	0	101 873	4 453	569	96 851
2013	90 856	8 608	7 259	0	106 723	4 742	650	101 331
2014	69 578	7 368	6 213	0	83 159	3 535	548	79 076
2015	55 890	6 534	5 510	0	67 934	2 660	481	64 793
2016	44 193	5 644	4 759	0	54 596	1 989	417	52 190
2017	36 364	5 028	4 241	0	45 633	1 509	370	43 754
2018	30 617	4 546	3 833	0	38 996	1 157	335	37 504
2019	26 284	4 160	3 508	0	33 952	949	307	32 696
2020	21 957	3 675	3 099	0	28 731	780	271	27 680
2021	18 727	3 268	2 757	0	24 752	649	241	23 862
2022	15 979	2 834	2 389	0	21 202	542	209	20 451
2023	13 641	2 382	2 009	0	18 032	449	176	17 407
Итого	565 669	66 253	55 945	0	687 867	26 211	4 913	656 743
Остаток	61 278	9 321	7 860	0	78 459	1 866	687	75 906
Всего в будущем	626 947	75 574	63 805	0	766 326	28 077	5 600	732 649

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтирован ный Совокупный	по 10,00%
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	1 030	0	15 426	2 840	19 296	-8 860	-8 860	-8 257
2011	4 692	0	40 916	12 191	57 799	-9 087	-17 947	-8 271
2012	9 099	0	43 552	24 160	76 811	20 040	2 093	14 451
2013	7 991	0	1 785	25 229	35 005	66 326	68 419	44 651
2014	6 272	0	1 024	19 555	26 851	52 225	120 644	31 820
2015	5 255	0	690	15 894	21 839	42 954	163 598	23 684
2016	4 060	0	407	12 712	17 179	35 011	198 609	17 475
2017	3 565	0	651	10 577	14 793	28 961	227 570	13 083
2018	3 138	0	441	8 999	12 578	24 926	252 496	10 193
2019	2 964	0	271	7 804	11 039	21 657	274 153	8 016
2020	2 813	0	301	6 580	9 694	17 986	292 139	6 026
2021	2 654	0	247	5 652	8 553	15 309	307 448	4 642
2022	2 233	0	241	4 836	7 310	13 141	320 589	3 608
2023	2 040	0	233	4 118	6 391	11 016	331 605	2 738
Итого	57 806	0	106 185	161 147	325 138	331 605		163 859
Остаток	9 609	0	6 412	18 080	34 101	41 805	373 410	7 690
Всего в будущем	67 415	0	112 597	179 227	359 239	373 410		171 549

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 17

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
ТУРНЕЙСКАЯ ЗАЛЕЖЬ, СЕВЕР
ИТОГО ВЕРОЯТНЫЕ

ИТОГО ВЕРОЯТНЫЕ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M	СРЕДНИЕ ЦЕНЫ
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ							10.00%	502 499
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ							12.00%	420 948
ЗАМЕЧАНИЯ							15.00%	325 021
							20.00%	213 810
							25.00%	141 285

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	1	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
2010	2	142 268	3 171	87	135 862	3 028	74	55.00	2.47
2011	2	732 533	36 137	499	695 891	34 329	368	60.00	2.47
2012	5	1 922 159	124 556	1 719	1 815 381	117 637	1 262	60.00	2.47
2013	5	3 284 578	224 961	3 103	2 889 919	197 931	2 124	60.00	2.47
2014	5	4 308 470	335 109	4 625	3 607 546	280 591	3 010	60.00	2.47
2015	5	4 044 100	307 169	4 238	3 388 423	257 369	2 761	60.00	2.47
2016	6	3 573 315	272 647	3 762	2 974 040	226 921	2 434	60.00	2.47
2017	6	3 324 573	266 429	3 673	2 782 031	222 951	2 391	60.00	2.47
2018	6	2 974 618	241 690	3 337	2 527 634	205 371	2 203	60.00	2.47
2019	6	2 650 882	216 188	2 982	2 327 460	189 812	2 037	60.00	2.47
2020	6	2 372 564	193 993	2 676	2 059 788	168 419	1 806	60.00	2.47
2021	6	2 130 169	174 454	2 407	1 858 657	152 216	1 633	60.00	2.47
2022	6	1 916 674	156 515	2 159	1 679 770	137 171	1 472	60.00	2.47
2023	6	1 727 540	139 969	1 932	1 516 079	122 836	1 318	60.00	2.47
Итого		35 104 443	2 692 988	37 199	30 258 481	2 316 582	24 893	59.98	2.47
Остаток		9 025 474	654 454	9 031	7 995 652	579 440	6 214	60.00	2.47
Всего в будущем		44 129 917	3 347 442	46 230	38 254 133	2 896 022	31 107	59.98	2.47
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		44 129 917	3 347 442	46 230					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	7 472	85	183	0	7 740	257	11	7 472
2011	41 754	1 079	910	0	43 743	1 695	79	41 969
2012	108 923	3 696	3 117	0	115 736	5 468	214	110 054
2013	173 395	6 219	5 244	0	184 858	10 352	494	174 012
2014	216 453	8 816	7 435	0	232 704	13 225	712	218 767
2015	203 305	8 087	6 819	0	218 211	12 483	657	205 071
2016	178 442	7 129	6 013	0	191 584	11 064	592	179 928
2017	166 922	7 006	5 907	0	179 835	10 132	587	169 116
2018	151 658	6 452	5 441	0	163 551	9 023	537	153 991
2019	139 648	5 964	5 030	0	150 642	7 793	481	142 368
2020	123 587	5 292	4 462	0	133 341	6 537	418	126 386
2021	111 520	4 783	4 033	0	120 336	5 766	372	114 198
2022	100 786	4 309	3 635	0	108 730	5 090	333	103 307
2023	90 965	3 860	3 254	0	98 079	4 475	295	93 309
Итого	1 814 830	72 777	61 483	0	1 949 090	103 360	5 782	1 839 948
Остаток	479 739	18 206	15 353	0	513 298	20 279	1 354	491 665
Всего в будущем	2 294 569	90 983	76 836	0	2 462 388	123 639	7 136	2 331 613

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтирован ный Совокупный	по 10,00%
2009	0	0	18 257	0	18 257	-18 257	-18 257	-18 181
2010	867	0	37 630	2 059	40 556	-33 084	-51 341	-29 808
2011	4 257	0	48 730	10 723	63 710	-21 741	-73 082	-17 418
2012	10 632	0	28 191	28 240	67 063	42 991	-30 091	32 004
2013	13 456	0	31 220	45 058	89 734	84 278	54 187	56 244
2014	17 289	0	544	56 565	74 398	144 369	198 556	87 839
2015	16 595	0	284	53 071	69 950	135 121	333 677	74 408
2016	13 840	0	117	46 590	60 547	119 381	453 058	59 509
2017	13 684	0	1 206	43 684	58 574	110 542	563 600	49 837
2018	12 754	0	133	39 716	52 603	101 388	664 988	41 414
2019	12 669	0	89	36 577	49 335	93 033	758 021	34 396
2020	12 623	0	100	32 375	45 098	81 288	839 309	27 204
2021	12 463	0	83	29 216	41 762	72 436	911 745	21 943
2022	11 072	0	81	26 400	37 553	65 754	977 499	18 030
2023	10 761	0	80	23 818	34 659	58 650	1 036 149	14 558
Итого	162 962	0	166 745	474 092	803 799	1 036 149		451 979
Остаток	62 945	0	13 178	124 966	201 089	290 576	1 326 752	50 520
Всего в будущем	225 907	0	179 923	599 058	1 004 888	1 326 725		502 499

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 18

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 10 (ТУРНЕЙСКИЙ, СВ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1 000000	0.955033			50.00	24.80	2.47	10.00%	28 540
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1.000000	0.956511	0.956511	0.956511	60.00	31.42	2.47	12.00%	25 338
ЗАМЕЧАНИЯ								15.00%	21 421
								20.00%	16 571
								25.00%	13 104

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	1	104 389	0	549	99 695	0	0	50.00	0.00
2010	1	179 037	35 788	1 014	168 482	33 678	851	55.00	2.47
2011	1	149 562	66 160	913	140 798	62 283	668	60.00	2.47
2012	1	128 064	59 544	821	120 663	56 103	602	60.00	2.47
2013	1	111 728	53 590	740	96 194	46 139	495	60.00	2.47
2014	1	98 917	48 230	665	84 755	41 325	443	60.00	2.47
2015	1	88 590	43 408	599	77 231	37 842	406	60.00	2.47
2016	1	79 720	39 067	539	68 287	33 464	359	60.00	2.47
2017	1	71 749	35 160	485	61 900	30 335	326	60.00	2.47
2018	1	64 573	31 644	437	56 702	27 786	298	60.00	2.47
2019	1	58 116	28 480	393	52 396	25 677	275	60.00	2.47
2020	1	52 305	25 632	353	46 683	22 877	245	60.00	2.47
2021	1	47 074	23 068	318	42 201	20 680	222	60.00	2.47
2022	1	42 367	20 762	287	38 098	18 670	201	60.00	2.47
2023	1	38 130	18 686	258	34 337	16 827	180	60.00	2.47
Итого		1 314 321	529 219	8 371	1 188 422	473 686	5 571	58.45	2.47
Остаток		195 446	95 778	1 321	177 387	86 928	933	60.00	2.47
Всего в будущем		1 509 767	624 997	9 692	1 365 809	560 614	6 504	58.65	2.47
Совокупный		2 670 942	0	3 528	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ				
Окончательный		4 180 709	624 997	13 220	ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ,				
					ПЕРВОНАЧ. К-Т СЖАТИЯ = 0,00%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	4 985	0	0	0	4 985	176	0	4 809
2010	9 266	947	2 102	0	12 315	474	122	11 719
2011	8 448	1 957	1 650	0	12 055	440	147	11 468
2012	7 240	1 762	1 487	0	10 489	367	130	9 992
2013	5 772	1 450	1 222	0	8 444	302	109	8 033
2014	5 085	1 299	1 095	0	7 479	258	97	7 124
2015	4 634	1 189	1 003	0	6 826	221	87	6 518
2016	4 097	1 051	887	0	6 035	184	78	5 773
2017	3 714	953	803	0	5 470	154	70	5 246
2018	3 402	873	737	0	5 012	129	65	4 818
2019	3 144	807	680	0	4 631	113	59	4 459
2020	2 801	719	606	0	4 126	100	53	3 973
2021	2 532	649	548	0	3 729	88	48	3 593
2022	2 286	587	495	0	3 368	77	43	3 248
2023	2 060	529	446	0	3 035	68	39	2 928
Итого	69 466	14 772	13 761	0	97 999	3 151	1 147	93 701
Остаток	10 643	2 731	2 303	0	15 677	323	202	15 152
Всего в будущем	80 109	17 503	16 064	0	113 676	3 474	1 349	108 853

ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$

БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M

Период	Операционные затраты		Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный		Дисконтированный по 10,00%
	затраты	Прочие налоги				Годовой	Совокупный	
2009	1 128	0	5 327	1 489	7 944	-3 135	-3 135	-3 163
2010	1 478	0	2 944	2 838	7 260	4 459	1 324	4 048
2011	1 247	0	1 769	2 696	5 739	5 729	7 053	4 708
2012	995	0	1 402	2 336	4 733	5 259	12 312	3 911
2013	662	0	145	1 876	2 683	5 350	17 662	3 597
2014	590	0	95	1 659	2 344	4 780	22 442	2 910
2015	549	0	70	1 514	2 133	4 385	26 827	2 415
2016	466	0	46	1 338	1 850	3 923	30 750	1 957
2017	441	0	80	1 214	1 735	3 511	34 261	1 586
2018	415	0	57	1 111	1 583	3 235	37 496	1 322
2019	414	0	37	1 027	1 478	2 981	40 477	1 102
2020	412	0	44	915	1 371	2 602	43 079	872
2021	406	0	38	827	1 271	2 322	45 401	704
2022	361	0	38	747	1 146	2 102	47 503	576
2023	349	0	40	673	1 062	1 866	49 369	464
Итого	9 913	0	12 159	22 260	44 332	49 369		27 009
Остаток	1 970	0	1 088	3 477	6 535	8 617	57 986	1 531
Всего в будущем	11 883	0	13 247	25 737	50 867	57 986		28 540

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 19

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 20 (ТУРНЕЙСКИЙ, СВ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,00000				50.00		2.47	10.00%
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,00000				50.00		2.47	12.00%
ЗАМЕЧАНИЯ	РАЗРАБАТЫВАЛИСЬ ДО 12 АПРЕЛЯ 2009 Г. ЗАТЕМ ПЕРЕХОД К БИЙСКО-АФОНИНСКОМУ							15.00%
								20.00%
								25.00%

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
2010	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
2011	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
2012	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
2013	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
2014	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
2015	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
2016	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
2017	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
2018	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
2019	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
2020	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
2021	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
2022	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
2023	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
Итого	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
Остаток	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
Всего в будущем	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
Совокупный		352 493	0	616	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ, ПЕРВОНАЧ. К-Т СЖАТИЯ = 0,00%				
Окончательный		352 493	0	616					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого	0	0	0	0	0	0	0	0
Остаток	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего в будущем	0	0	0	0	0	0	0	0

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого	0	0	0	0	0	0	0	0
Остаток	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего в будущем	0	0	0	0	0	0	0	0

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 20

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 22 (ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ **МЕСЯЧНАЯ**

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,00000	0,955033			50.00	24.80	2.47	10.00%
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,00000	0,955033	0,959511	0,956511	60.00	31.42	2.47	12.00%
ЗАМЕЧАНИЯ	В АВГУСТЕ 2008 Г. ОТКРЫТ ТУРНЕЙ НА ГАЗ Т2 И Т3 ОСТАЮТСЯ ИЗОЛИРОВАННЫМИ							15.00%
								20.00%
								25.00%
								8 579
								7 630
								6 447
								4 940
								3 827

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	1	71 137	0	48	67 938	0	0	50.00	0.00
2010	1	113 574	2 204	68	106 879	2 074	58	55.00	2.47
2011	1	86 935	3 174	44	81 857	2 988	32	60.00	2.47
2012	1	68 935	2 031	28	64 950	1 914	21	60.00	2.47
2013	1	56 135	1 300	18	48 331	1 119	12	60.00	2.47
2014	1	46 694	832	11	40 009	713	7	60.00	2.47
2015	1	39 516	532	8	34 449	464	5	60.00	2.47
2016	1	33 923	341	4	29 058	292	3	60.00	2.47
2017	1	29 474	218	3	25 428	188	2	60.00	2.47
2018	1	25 872	140	2	22 718	123	2	60.00	2.47
2019	1	22 913	53	1	20 658	48	0	60.00	2.47
2020	1	20 450	0	0	18 252	0	0	60.00	2.47
2021	1	18 369	0	0	16 467	0	0	60.00	2.47
2022	1	16 531	0	0	14 866	0	0	60.00	2.47
2023	1	14 878	0	0	13 398	0	0	60.00	2.47
Итого		665 353	10 825	235	605 258	9 923	142	57.99	2.47
Остаток		76 263	0	0	69 216	0	0	60.00	2.47
Всего в будущем		741 616	10 825	235	674 474	9 923	142	58.20	2.47
Совокупный		1 782 035	0	3 834	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ, ПЕРВОНАЧ. К-Т СЖАТИЯ = 0,00%				
Окончательный		2 523 651	10 825	4 096					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	3 397	0	0	0	3 397	120	0	3 277
2010	5 878	58	143	0	6 079	301	8	5 770
2011	4 912	94	79	0	5 085	255	7	4 823
2012	3 897	60	51	0	4 008	198	5	3 805
2013	2 900	35	30	0	2 965	152	2	2 811
2014	2 400	23	19	0	2 442	122	2	2 318
2015	2 067	14	12	0	2 093	98	1	1 994
2016	1 743	10	8	0	1 761	78	1	1 682
2017	1 526	6	5	0	1 537	64	0	1 473
2018	1 363	3	3	0	1 369	51	0	1 318
2019	1 240	2	1	0	1 243	45	0	1 198
2020	1 095	0	0	0	1 095	39	0	1 056
2021	988	0	0	0	988	34	0	954
2022	892	0	0	0	892	30	0	862
2023	804	0	0	0	804	27	0	777
Итого	35 102	305	351	0	35 758	1 614	26	34 118
Остаток	4 153	0	0	0	4 153	126	0	4 027
Всего в будущем	39 255	305	351	0	39 911	1 740	26	38 145

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	727	0	3 804	1 015	5 546	-2 269	-2 269	-2 287
2010	678	0	1 325	1 616	3 619	2 151	-118	1 958
2011	496	0	730	1 252	2 478	2 345	2 227	1 930
2012	355	0	515	988	1 858	1 947	4 174	1 449
2013	214	0	49	733	996	1 815	5 989	1 221
2014	176	0	29	605	810	1 508	7 497	918
2015	154	0	21	519	694	1 300	8 797	717
2016	125	0	13	437	575	1 107	9 904	552
2017	113	0	22	381	516	957	10 861	432
2018	105	0	15	341	461	857	11 718	351
2019	102	0	10	309	421	777	12 495	287
2020	102	0	11	273	386	670	13 165	224
2021	100	0	10	246	356	598	13 763	181
2022	89	0	10	222	321	541	14 304	149
2023	87	0	10	200	297	480	14 784	119
Итого	3 623	0	6 574	9 137	19 334	14 784		8 201
Остаток	490	0	446	1 034	1 970	2 057	16 841	378
Всего в будущем	4 113	0	7 020	10 171	21 304	16 841		8 579

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 21

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 24 (ТУРНЕЙСКИЙ, СВ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1.00000	0.956511			50.00	24.80	2.47	10.00%	16 148
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1.00000	0.956511	0.956511	0.956511	60.00	31.42	2.47	12.00%	14 250
ЗАМЕЧАНИЯ	ВКЛЮЧАЕТ ОПЛАТУ БОНУСА ДОБЫЧИ							15.00%	11 939
								20.00%	9 095
								25.00%	7 077

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.				ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
2009	1	70 343	0	51	67 180	0	0	50.00	0.00	
2010	1	130 580	1 657	57	122 882	1 559	49	55.00	2.47	
2011	1	118 175	1 857	25	111 250	1 749	19	60.00	2.47	
2012	1	106 947	836	12	100	787	8	60.00	2.47	
2013	1	96 788	376	5	767	324	3	60.00	2.47	
2014	1	87 593	170	2	83 331	145	2	60.00	2.47	
2015	1	79 272	29	1	75 052	26	0	60.00	2.47	
2016	1	71 741	0	0	69 107	0	0	60.00	0.00	
2017	1	64 926	0	0	61 452	0	0	60.00	0.00	
2018	1	58 757	0	0	56 014	0	0	60.00	0.00	
2019	1	53 176	0	0	51 595	0	0	60.00	0.00	
2020	1	48 124	0	0	47 942	0	0	60.00	0.00	
2021	1	43 552	0	0	39 044	0	0	60.00	0.00	
2022	1	39 414	0	0	35 443	0	0	60.00	0.00	
2023	1	35 671	0	0	32 121	0	0	60.00	0.00	
Итого		1 105 059	4 925	153	996 132	4 590	81	58.71	2.47	
Остаток		186 902	0	0	169 653	0	0	60.00	0	
Всего в будущем		1 291 961	4 925	153	1 165 785	4 590	81	58.90	2.47	
Совокупный		755 200	0	1 605	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ					
Окончательный		2 047	4 925	1 758	ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ, ПЕРВОНАЧ. К-Т СЖАТИЯ = 0,00%					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	3 359	0	0	0	3 359	119	0	3 240
2010	6 758	44	121	0	6 923	346	7	6 570
2011	6 676	55	46	0	6 777	347	4	6 426
2012	6 046	25	21	0	6 092	307	2	5 783
2013	4 999	10	8	0	5 017	261	0	4 756
2014	4 504	4	4	0	4 512	229	1	4 282
2015	4 146	1	1	0	4 148	197	0	3 951
2016	3 687	0	0	0	3 687	166	0	3 521
2017	3 361	0	0	0	3 361	139	0	3 222
2018	3 096	0	0	0	3 096	117	0	2 979
2019	2 876	0	0	0	2 876	104	0	2 772
2020	2 577	0	0	0	2 577	92	0	2 485
2021	2 343	0	0	0	2 343	81	0	2 262
2022	2 126	0	0	0	2 126	72	0	2 054
2023	1 928	0	0	0	1 928	63	0	1 865
Итого	58 482	139	0	0	58 822	2 640	14	56 168
Остаток	10 179	0	0	0	10 179	310	0	9 869
Всего в будущем	68 661	139	0	0	69 001	2 950	14	66 037

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	724	0	3 587	1 004	5 315	-2 075	-2 075	-2 093
2010	765	0	1 521	1 850	4 136	2 434	359	2 210
2011	655	0	978	1 679	3 312	3 114	3 473	2 557
2012	536	0	787	1 513	2 836	2 947	6 420	2 191
2013	359	0	83	1 248	1 690	3 066	9 486	2 061
2014	325	0	55	1 123	1 503	2 779	12 265	1 693
2015	305	0	42	1 032	1 379	2 572	14 837	1 416
2016	259	0	27	919	1 205	2 316	17 153	1 155
2017	248	0	47	836	1 131	2 091	19 244	944
2018	236	0	35	771	1 042	1 937	21 181	792
2019	237	0	22	716	975	1 797	22 978	664
2020	239	0	27	642	908	1 577	24 555	529
2021	239	0	23	583	845	1 417	25 972	429
2022	212	0	23	530	765	1 289	27 261	354
2023	207	0	25	480	712	1 153	28 414	286
Итого	5 546	0	7 282	14 926	27 754	28 414		15 188
Остаток	1 203	0	738	2 534	4 475	5 394	33 808	960
Всего в будущем	6 749	0	8 020	17 460	32 229	33 808		16 148

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ **МЕСЯЧНАЯ**

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M	СОСТАВНАЯ	МЕСЯЧНАЯ
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок Газ	Нефть/ конд. \$/barr.	Продукция установок \$/barr.	Газ \$/млн куб.фут			
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1.00000	0.955033		50.00		2.47	10.00%		-2 697
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1.00000	0.955033		50.00		2.47	12.00%		-2 695
ЗАМЕЧАНИЯ		ДОБЫЧА – ДО АВГУСТА 2009 Г.					15.00%		-2 692
							20.00%		-2 687
							25.00%		-2 681

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		5 794	0	11	5 533	0	0	50,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2016		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2017		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2018		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2019		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2020		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2021		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2022		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2023		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Итого		5 794	0	11	5 533	0	0	50,00	0,00
Остаток		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Всего в будущем		5 794	0	11	5 533	0	0	50,00	0,00
Совокупный		98 393	0	161	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ, К.Т.СЖАТИЯ = 0,00%				
Окончательный		104 187	0	172					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	277	0	0	0	277	10	0	267
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого	277	0	0	0	277	10	0	267
Остаток	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего в будущем	277	0	0	0	277	10	0	267

ВЫЧЕТЫ, МЛН. \$						БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$ М		
Период	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортные расходы	Итого	Годовой	Не дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	2 892	0	0	83	2 975	-2 708	-2 708	-2 697
2010	0	0	0	0	0	0	-2 708	0
2011	0	0	0	0	0	0	-2 708	0
2012	0	0	0	0	0	0	-2 708	0
2013	0	0	0	0	0	0	-2 708	0
2014	0	0	0	0	0	0	-2 708	0
2015	0	0	0	0	0	0	-2 708	0
2016	0	0	0	0	0	0	-2 708	0
2017	0	0	0	0	0	0	-2 708	0
2018	0	0	0	0	0	0	-2 708	0
2019	0	0	0	0	0	0	-2 708	0
2020	0	0	0	0	0	0	-2 708	0
2021	0	0	0	0	0	0	-2 708	0
2022	0	0	0	0	0	0	-2 708	0
2023	0	0	0	0	0	0	-2 708	0
Итого	2 892	0	0	83	2 975	-2 708		-2 697
Остаток	0	0	0	0	0	0	-2 708	0
Всего в будущем	2 892	0	0	83	2 975	-2 708		-2 697

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 23

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 30 (ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,955033			50,00	24,80	2,47	10.00%	15 435
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,955033	0,956511	0,956511	60,00	31,42	2,47	12.00%	14 000
ЗАМЕЧАНИЯ								15.00%	12 145
								20.00%	9 666
								25.00%	7 746

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	1	121 238	0	148	115 786	0	0	50,00	0,00
2010	1	205 428	8 277	244	193 317	7 789	206	55,00	2,47
2011	1	164 343	13 674	188	154 714	12 873	138	60,00	2,47
2012	1	131 474	10 571	146	123 875	9 960	107	60,00	2,47
2013	1	105 179	8 171	113	90 556	7 035	75	60,00	2,47
2014	1	84 143	6 316	87	72 096	5 412	58	60,00	2,47
2015	1	67 315	4 883	68	58 684	4 256	46	60,00	2,47
2016	1	53 852	3 774	52	46 128	3 233	35	60,00	2,47
2017	1	43 081	2 917	40	37 169	2 517	27	60,00	2,47
2018	1	34 466	2 255	31	30 263	1 980	21	60,00	2,47
2019	1	27 572	1 744	24	24 859	1 572	17	60,00	2,47
2020	1	22 057	1 347	19	19 687	1 203	13	60,00	2,47
2021	1	17 646	1 042	14	15 819	933	10	60,00	2,47
2022	1	14 117	805	11	12 695	724	7	60,00	2,47
2023	1	11 294	622	9	10 170	561	6	60,00	2,47
Итого		1 103 205	66 398	1 194	1 005 818	60 048	766	57,89	2,47
Остаток		37 595	1 782	24	34 049	1 609	18	60,00	2,47
Всего в будущем		1 140 800	68 180	1 218	1 039 867	61 657	784	57,96	2,47
Совокупный		427 983	0	514	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ, ПЕРВОНАЧ. К-Т СЖАТИЯ = 0,00%				
Окончательный		1 568 783	68 180	1 732					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	5 789	0	0	0	5 789	204	0	5 585
2010	10 633	219	508	0	11 360	545	29	10 786
2011	9 283	404	341	0	10 028	482	30	9 516
2012	7 432	313	264	0	8 009	378	24	7 607
2013	5 433	221	187	0	5 841	284	16	5 541
2014	4 326	170	143	0	4 639	219	13	4 407
2015	3 521	134	113	0	3 768	168	10	3 590
2016	2 768	102	85	0	2 955	125	7	2 823
2017	2 230	79	67	0	2 376	92	6	2 278
2018	1 816	62	53	0	1 931	69	5	1 857
2019	1 491	49	41	0	1 581	54	3	1 524
2020	1 182	38	32	0	1 252	42	3	1 207
2021	949	30	25	0	1 004	32	2	970
2022	761	22	19	0	802	26	2	774
2023	611	18	15	0	644	20	1	623
Итого	58 225	1 861	1 893	0	61 979	2 740	151	59 088
Остаток	2 043	50	43	0	2 136	63	4	2 069
Всего в будущем	60 268	1 911	1 936	0	64 115	2 803	155	61 157

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	1 250	0	6 326	1 730	9 306	-3 721	-3 721	-3 754
2010	1 279	0	2 523	2 962	6 764	4 022	301	3 658
2011	987	0	1 449	2 434	4 870	4 646	4 947	3 821
2012	718	0	1 036	1 945	3 699	3 908	8 855	2 910
2013	427	0	97	1 420	1 944	3 597	12 452	2 421
2014	340	0	57	1 129	1 526	2 881	15 333	1 755
2015	282	0	37	917	1 236	2 354	17 687	1 298
2016	212	0	22	720	954	1 869	19 556	933
2017	179	0	33	579	791	1 487	21 043	672
2018	148	0	22	471	641	1 216	22 259	497
2019	133	0	12	386	531	993	23 252	368
2020	117	0	13	306	436	771	24 023	258
2021	104	0	10	245	359	611	24 634	186
2022	81	0	9	197	287	487	25 121	134
2023	69	0	8	157	234	389	25 510	96
Итого	6 326	0	11 654	15 598	33 578	25 510		15 253
Остаток	253	0	474	524	1 251	818	26 328	182
Всего в будущем	6 579	0	12 128	16 122	34 829	26 328		15 435

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 24

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 50 (ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,00000	0,955033			50,00	24,80	2,47	10.00%	4 294
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,00000	0,956511	0,956511	0,956511	60,00	31,42	2,47	12.00%	3 843
ЗАМЕЧАНИЯ								15.00%	3 268
								20.00%	2 508
								25.00%	1 923

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	1	57 940	0	160	55 334	0	0	50,00	0,00
2010	1	75 804	10 468	297	71 336	9 851	249	55,00	2,47
2011	1	42 451	19 380	267	39 963	18 245	196	60,00	2,47
2012	1	23 772	17 478	241	22 398	16 467	176	60,00	2,47
2013	1	13 313	15 761	218	11 462	13 569	146	60,00	2,47
2014	1	7 455	14 213	196	6 388	12 179	130	60,00	2,47
2015	1	4 174	12 817	177	3 639	11 174	120	60,00	2,47
2016	1	2 338	11 559	159	2 003	9 901	106	60,00	2,47
2017	1	906	10 424	144	781	8 993	97	60,00	2,47
2018	1	0	9 400	130	0	8 254	88	60,00	2,47
2019	1	0	8 477	117	0	7 643	82	60,00	2,47
2020	1	0	7 645	105	0	6 823	74	60,00	2,47
2021	1	0	6 894	95	0	6 180	66	60,00	2,47
2022	1	0	6 217	86	0	5 591	60	60,00	2,47
2023	1	0	5 606	77	0	5 048	54	60,00	2,47
Итого		228 153	156 339	2 469	213 304	139 918	1 644	55,73	2,47
Остаток		0	28 966	400	0	26 291	282	0,00	2,47
Всего в будущем		228 153	185 305	2 869	213 302	166 209	1 926	55,73	2,47
Совокупный		693 369	0	887	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ, ПЕРВОНАЧ. К-Т СЖАТИЯ = 0,00%				
Окончательный		921 522	185 305	3 756					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	2 767	0	0	0	2 767	98	0	2 669
2010	3 923	277	615	0	4 815	201	36	4 578
2011	2 398	573	483	0	3 454	124	43	3 287
2012	1 344	518	436	0	2 298	69	38	2 191
2013	688	426	360	0	1 474	35	32	1 407
2014	383	383	322	0	1 088	20	28	1 040
2015	218	351	297	0	866	10	26	830
2016	120	311	262	0	693	6	23	664
2017	47	282	238	0	567	2	21	544
2018	0	260	219	0	479	0	19	460
2019	0	240	202	0	442	0	18	424
2020	0	214	181	0	395	0	16	379
2021	0	194	164	0	358	0	14	344
2022	0	176	148	0	324	0	13	311
2023	0	159	134	0	293	0	12	281
Итого	11 888	4 364	4 061	0	20 313	565	339	19 409
Остаток	0	826	696	0	1 522	0	61	1 461
Всего в будущем	11 888	5 190	4 757	0	21 835	565	400	20 870

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	602	0	3 223	827	4 652	-1 983	-1 983	-1 997
2010	571	0	1 101	1 159	2 831	1 747	-236	1 593
2011	361	0	505	771	1 637	1 650	1 414	1 360
2012	224	0	306	491	1 021	1 170	2 584	872
2013	123	0	25	300	448	959	3 543	645
2014	94	0	14	211	319	721	4 264	440
2015	77	0	10	161	248	582	4 846	321
2016	61	0	5	124	190	474	5 320	236
2017	53	0	9	97	159	385	5 705	175
2018	46	0	6	79	131	329	6 034	134
2019	46	0	4	73	123	301	6 335	112
2020	46	0	4	64	114	265	6 600	89
2021	44	0	4	59	107	237	6 837	71
2022	40	0	4	53	97	214	7 051	59
2023	38	0	4	48	90	191	7 242	47
Итого	2 426	0	5 224	4 517	12 167	7 242		4 157
Остаток	216	0	309	250	775	686	7 928	137
Всего в будущем	2 642	0	5 533	4 767	12 928	7 928		4 294

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 25

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 51 (ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1.000000	0.955033			50.00	24.80	2.47	10.00%	22,460
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1.000000	0.956511	0.956511	0.956511	60.00	31.42		12.00%	20,331
ЗАМЕЧАНИЯ								15.00%	17,581
								20.00%	13,910
								25.00%	11,069

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	1	192 325	0	91	183 676	0	0	50.00	0.00
2010	1	325 880	2 860	98	306 669	2 691	84	55.00	2.47
2011	1	260 704	3 319	46	245 428	3 125	34	60.00	2.47
2012	1	208 564	1 671	23	196 510	1 574	17	60.00	2.47
2013	1	166 850	896	13	143 653	772	8	60.00	2.47
2014	1	133 481	508	7	114 369	435	5	60.00	2.47
2015	1	106 784	301	4	93 093	262	3	60.00	2.47
2016	1	85 428	185	2	73 176	158	1	60.00	2.47
2017	1	68 342	117	2	58 961	102	1	60.00	2.47
2018	1	54 674	17	0	48 009	15	1	60.00	2.47
2019	1	43 738	0	0	39 434	0	0	60.00	0.00
2020	1	34 992	0	0	31 230	0	0	60.00	0.00
2021	1	27 992	0	0	25 095	0	0	60.00	0.00
2022	1	22 395	0	0	20 138	0	0	60.00	0.00
2023	1	17 915	0	0	16 133	0	0	60.00	0.00
Итого		1 750 064	9 874	286	1 595 574	9 134	154	57.89	2.47
Остаток		59 639	0	0	54 014	0	0	60.00	0
Всего в будущем		1 809 703	9 874	286	1 649 588	9 134	154	57.96	2.47
Совокупный		525 417	0	313	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ, ПЕРВОНАЧ. К-Т СЖАТИЯ = 0,00%				
Окончательный		2 335 120	9 874	599					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	9 184	0	0	0	9 184	324	0	8 860
2010	16 867	76	209	0	17 152	864	11	16 277
2011	14 725	98	82	0	14 905	766	8	14 131
2012	11 791	49	42	0	11 882	598	3	11 281
2013	8 619	25	21	0	8 665	450	2	8 213
2014	6 862	13	11	0	6 886	349	1	6 536
2015	5 586	8	7	0	5 601	266	1	5 334
2016	4 390	5	4	0	4 399	197	0	4 202
2017	3 538	4	3	0	3 545	147	0	3 398
2018	2 881	0	0	0	2 881	109	0	2 772
2019	2 366	0	0	0	2 366	86	0	2 280
2020	1 873	0	0	0	1 873	66	0	1 807
2021	1 506	0	0	0	1 506	52	0	1 454
2022	1 208	0	0	0	1 208	41	0	1 167
2023	968	0	0	0	968	32	0	936
Итого	92 364	278	379	0	93 021	4 347	26	88 648
Остаток	3 241	0	0	0	3 241	99	0	3 142
Всего в будущем	95 605	278	379	0	96 262	4 446	26	91 790

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	1 966	0	10 074	2 744	14 784	-5 924	-5 924	-5 977
2010	1 898	0	3 733	4 607	10 238	6 039	115	5 495
2011	1 444	0	2 137	3 697	7 278	6 853	6 968	5 638
2012	1 048	0	1 525	2 951	5 524	5 757	12 725	4 284
2013	621	0	143	2 153	2 917	5 296	18 021	3 563
2014	496	0	84	1 713	2 293	4 243	22 264	2 587
2015	412	0	55	1 393	1 860	3 474	25 738	1 915
2016	310	0	33	1 095	1 438	2 764	28 502	1 381
2017	261	0	49	882	1 192	2 206	30 708	995
2018	219	0	32	717	968	1 804	32 512	739
2019	195	0	18	589	802	1 478	33 990	547
2020	174	0	19	467	660	1 147	35 137	385
2021	153	0	15	375	543	911	36 048	276
2022	120	0	13	301	434	733	36 781	201
2023	104	0	13	241	358	578	37 359	144
Итого	9 421	0	17 943	23 925	51 289	37 359		22 173
Остаток	380	0	604	807	1 791	1 351	38 710	287
Всего в будущем	9 801		18 547	24 732	53 080	38 710		22 460

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 26

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 52 (ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,955033			50,00	24,80	2,47	10.00%	21 020
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,956511	0,956511		60,00	31,42	2,47	12.00%	19 058
ЗАМЕЧАНИЯ								15.00%	16 568
								20.00%	13 326
								25.00%	10 888

ВКЛЮЧАЕТ ОПЛАТУ БОНУСА ДОБЫЧИ

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.				ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
2009	1	51 918	0	118	49 583	0	0	50,00	0,00	
2010	1	151 081	26 459	567	142 175	24 899	457	55,00	2,47	
2011	1	149 779	48 935	675	141 002	46 068	494	60,00	2,47	
2012	1	120 507	44 067	608	113 543	41 520	445	60,00	2,47	
2013	1	96 949	39 684	547	83 469	34 166	367	60,00	2,47	
2014	1	77 991	35 736	493	66 824	30 620	328	60,00	2,47	
2015	1	62 731	32 182	444	54 689	28 055	301	60,00	2,47	
2016	1	50 454	28 980	400	43 218	24 824	266	60,00	2,47	
2017	1	40 572	26 098	360	35 003	22 516	242	60,00	2,47	
2018	1	32 620	23 502	325	28 643	20 637	221	60,00	2,47	
2019	1	26 223	21 164	292	23 642	19 081	205	60,00	2,47	
2020	1	20 871	18 809	259	18 628	16 788	180	60,00	2,47	
2021	1	16 093	15 997	221	14 427	14 341	154	60,00	2,47	
2022	1	12 448	13 580	187	11 195	12 212	131	60,00	2,47	
2023	1	9 683	11 549	160	8 720	10 399	112	60,00	2,47	
Итого		919 920	386 742	5 656	834 761	346 126	3 903	58 55	2,47	
Остаток		28 491	48 725	672	25 761	44 183	473	60,00	2,47	
Всего в будущем		948 411	435 467	6 328	860 522	390 309	4 376	58,60	2,47	
Совокупный		67 674	0	147	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ, ПЕРВОНАЧ. К-Т СЖАТИЯ = 0,00%					
Окончательный		1 016 085	435 467	6 475						

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	2 479	0	0	0	2 479	88	0	2 391
2010	7 820	700	1 128	0	9 648	400	73	9 175
2011	8 460	1 447	1 221	0	11 128	440	109	10 579
2012	6 812	1 305	1 100	0	9 217	346	96	8 775
2013	5 009	1 073	905	0	6 987	261	81	6 645
2014	4 009	963	811	0	5 783	204	71	5 508
2015	3 281	881	744	0	4 906	156	65	4 685
2016	2 593	780	657	0	4 030	117	58	3 855
2017	2 101	707	597	0	3 405	87	52	3 266
2018	1 718	649	547	0	2 914	65	48	2 801
2019	1 419	599	505	0	2 523	51	44	2 428
2020	1 117	528	445	0	2 090	40	39	2 011
2021	866	450	380	0	1 696	30	33	1 633
2022	672	384	324	0	1 380	23	29	1 328
2023	523	327	275	0	1 125	17	24	1 084
Итого	48 879	10 793	9 639	0	69 311	2 325	822	66 164
Остаток	1 546	1 388	1 171	0	4 105	47	102	3 956
Всего в будущем	50 425	12 181	10 810	0	73 416	2 372	924	70 120

ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$

БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M

Период	Операционные затраты		Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный		Дисконтированный по 10,00%
	затраты	Прочие налоги				Годовой	Совокупный	
2009	542	0	2 693	741	3 976	-1 585	-1 585	-1 599
2010	1 079	0	2 779	2 361	6 219	2 956	1 371	2 649
2011	1 137	0	1 644	2 544	5 325	5 254	6 625	4 319
2012	865	0	1 221	2 092	4 178	4 597	11 222	3 421
2013	543	0	120	1 571	2 234	4 411	15 633	2 967
2014	455	0	72	1 290	1 817	3 691	19 324	2 248
2015	395	0	51	1 084	1 530	3 155	22 479	1 739
2016	314	0	31	882	1 227	2 628	25 107	1 313
2017	279	0	49	737	1 065	2 201	27 308	993
2018	247	0	34	624	905	1 896	29 204	776
2019	231	0	20	535	786	1 642	30 846	607
2020	216	0	23	438	677	1 334	32 180	448
2021	191	0	17	351	559	1 074	33 254	325
2022	153	0	16	284	453	875	34 129	241
2023	135	0	15	229	379	705	34 834	175
Итого	6 782	0	8 785	15 763	31 330	34 834		20 622
Остаток	541	0	613	805	1 959	1 997	36 831	398
Всего в будущем	7 323	0	9 398	16 568	33 289	36 831		21 020

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 27

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 53 (ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			
Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб. фут
1,000000						
1,000000						
ПЕРЕВЕДЕНА В НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ						

10.00%	0
12.00%	0
15.00%	0
20.00%	0
25.00%	0

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ		
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ	\$/млн куб.фут
2009	0	0	0	0	0	0	0	0.00		0.00
2010	0	0	0	0	0	0	0	0.00		0.00
2011	0	0	0	0	0	0	0	0.00		0.00
2012	0	0	0	0	0	0	0	0.00		0.00
2013	0	0	0	0	0	0	0	0.00		0.00
2014	0	0	0	0	0	0	0	0.00		0.00
2015	0	0	0	0	0	0	0	0.00		0.00
2016	0	0	0	0	0	0	0	0.00		0.00
2017	0	0	0	0	0	0	0	0.00		0.00
2018	0	0	0	0	0	0	0	0.00		0.00
2019	0	0	0	0	0	0	0	0.00		0.00
2020	0	0	0	0	0	0	0	0.00		0.00
2021	0	0	0	0	0	0	0	0.00		0.00
2022	0	0	0	0	0	0	0	0.00		0.00
2023	0	0	0	0	0	0	0	0.00		0.00
Итого	0	0	0	0	0	0	0	0.00		0.00
Остаток	0	0	0	0	0	0	0	0.00		0.00
Всего в будущем	0	0	0	0	0	0	0	0.00		0.00
Совокупный	69 525	0	200							
Окончательный	69 525	0	200							

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М	
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$		
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Остаток	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего в будущем	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого	0	0	0	0	0	0	0	0
Остаток	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего в будущем	0	0	0	0	0	0	0	0

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 28

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 54 (ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,955033			50,00	24,80	2,47	10.00%	37 854
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,956511	0,956511	0,956511	60,00	31,42	2,47	12.00%	33 418
ЗАМЕЧАНИЯ	ВКЛЮЧАЕТ ОПЛАТУ БОНУСА ДОБЫЧИ							15.00%	28 000
								20.00%	21 304
								25.00%	16 529

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.				ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
2009	1	183 333	0	176	175 089	0	0	50,00	0,00	
2010	1	318 780	10 662	307	299 987	10 033	258	55,00	2,47	
2011	1	273 025	19 173	264	257 027	18 050	194	60,00	2,47	
2012	1	240 394	16 983	234	226 500	16 001	171	60,00	2,47	
2013	1	215 445	15 261	211	185 492	13 140	141	60,00	2,47	
2014	1	193 900	13 736	189	166 138	11 769	126	60,00	2,47	
2015	1	174 510	12 361	171	152 134	10 777	116	60,00	2,47	
2016	1	157 059	11 126	154	134 534	9 530	102	60,00	2,47	
2017	1	141 353	10 013	138	121 952	8 638	93	60,00	2,47	
2018	1	127 218	9 012	124	111 709	7 913	85	60,00	2,47	
2019	1	114 496	8 110	112	103 227	7 313	78	60,00	2,47	
2020	1	103 046	7 300	101	91 971	6 515	70	60,00	2,47	
2021	1	92 742	6 570	90	83 142	5 889	63	60,00	2,47	
2022	1	83 467	5 912	82	75 056	5 317	57	60,00	2,47	
2023	1	75 121	5 321	73	67 648	4 792	52	60,00	2,47	
Итого		2 493 889	151 540	2 426	2 251 606	135 677	1 606	58,56	2,47	
Остаток		385 054	27 277	377	349 474	24 756	265	60,00	2,47	
Всего в будущем		2 878 943	178 817	2 803	2 601 080	160 433	1 871	58,75	2,47	
Совокупный		711 845	0	737	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ					
Окончательный		3 590 943	178 817	3 540	ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ,					
					ПЕРВОНАЧ. К-Т СЖАТИЯ = 0,00%					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	8 754	0	0	0	8 754	309	0	8 445
2010	16 500	282	637	0	17 419	845	37	16 537
2011	15 421	567	479	0	16 467	802	42	15 623
2012	13 590	503	424	0	14 517	690	37	13 790
2013	11 130	413	348	0	11 891	581	32	11 278
2014	9 968	370	311	0	10 649	506	27	10 116
2015	9 128	338	286	0	9 752	435	25	9 292
2016	8 072	300	253	0	8 625	363	22	8 240
2017	7 317	271	228	0	7 816	304	20	7 492
2018	6 703	249	210	0	7 162	253	18	6 891
2019	6 194	229	194	0	6 617	224	17	6 376
2020	5 518	205	172	0	5 895	196	15	5 684
2021	4 988	185	156	0	5 329	173	14	5 142
2022	4 504	167	141	0	4 812	152	12	4 648
2023	4 059	151	127	0	4 337	134	12	4 191
Итого	131 846	4 230	3 966	0	140 042	5 967	330	133 745
Остаток	20 968	778	656	0	22 402	638	57	21 707
Всего в будущем	152 814	5 008	4 622	0	162 444	6 605	387	155 452

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	1 885	0	9 560	2 616	14 061	-5 616	-5 616	-5 666
2010	1 949	0	3 855	4 577	10 381	6 156	540	5 596
2011	1 612	0	2 386	4 012	8 010	7 613	8 153	6 255
2012	1 295	0	1 886	3 536	6 717	7 073	15 226	5 258
2013	868	0	199	2 896	3 963	7 315	22 541	4 919
2014	780	0	131	2 594	3 505	6 611	29 152	4 024
2015	731	0	98	2 375	3 204	6 088	35 240	3 354
2016	618	0	64	2 101	2 783	5 457	40 697	2 721
2017	588	0	110	1 904	2 602	4 890	45 587	2 208
2018	554	0	80	1 744	2 378	4 513	50 100	1 844
2019	556	0	53	1 612	2 221	4 155	54 255	1 538
2020	555	0	60	1 436	2 051	3 633	57 888	1 216
2021	549	0	53	1 298	1 900	3 242	61 130	983
2022	488	0	54	1 172	1 714	2 934	64 064	805
2023	472	0	55	1 056	1 583	2 608	66 672	648
Итого	13 500	0	18 644	34 929	67 073	66 672		35 703
Остаток	2 679	0	1 423	5 457	9 559	12 148	78 820	2 151
Всего в будущем	16 179	0	20 067	40 386	76 632	78 820		37 854

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 29

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 56 (ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ
МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1.000000	0,955033			50.00	24.80	2.47	10.00%	9,517
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1.000000	0,956511	0,956511	0,956511	60.00	31.42	2.47	12.00%	8,488
ЗАМЕЧАНИЯ								15.00%	7,201
								20.00%	5,556
								25.00%	4,335

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	1	75,129	0	108	71,751	0	0	50.00	0,00
2010	1	117,465	6,721	193	110,539	6,324	162	55.00	2.47
2011	1	87,377	12,236	169	82,258	11,520	123	60.00	2.47
2012	1	67,355	10,967	151	63,462	10,333	111	60.00	2.47
2013	1	53,390	9,870	136	45,967	8,498	91	60.00	2.47
2014	1	43,286	8,883	123	37,088	7,611	82	60.00	2.47
2015	1	35,748	7,995	110	31,165	6,970	75	60.00	2.47
2016	1	29,985	7,196	99	25,685	6,163	66	60.00	2.47
2017	1	25,485	6,475	90	21,987	5,587	60	60.00	2.47
2018	1	21,907	5,829	80	19,236	5,118	55	60.00	2.47
2019	1	19,018	5,245	72	17,146	4,729	50	60.00	2.47
2020	1	16,653	4,721	66	14,863	4,214	46	60.00	2.47
2021	1	14,694	4,249	58	13,174	3,809	40	60.00	2.47
2022	1	13,055	3,824	53	11,739	3,438	37	60.00	2.47
2023	1	11,670	3,441	47	10,509	3,100	34	60.00	2.47
ИТОГО		632,217	97,652	1,555	576,569	87,414	1,032	57.80	2.47
ОСТАТОК		59,714	17,641	244	54,197	16,010	171	60.00	2.47
ВСЕГО В БУДУЩЕМ		691,931	115,293	1,799	630,766	103,424	1,203	57.99	2.47

СОВОКУПНЫЙ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЙ

586,555 0 621 (А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ
1,278,486 115,293 2,420 ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ,
ПЕРВОНАЧ. К-Т СЖАТИЯ = 0,00%

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	3,588	0	0	0	3,588	127	0	3,461
2010	6,079	178	399	0	6,656	311	23	6,322
2011	4,936	362	306	0	5,604	257	27	5,320
2012	3,807	324	273	0	4,404	193	24	4,187
2013	2,758	267	226	0	3,251	144	20	3,087
2014	2,226	240	201	0	2,667	113	18	2,536
2015	1,870	219	185	0	2,274	89	16	2,169
2016	1,541	193	163	0	1,897	69	15	1,813
2017	1,319	176	148	0	1,643	55	12	1,576
2018	1,154	161	136	0	1,451	44	12	1,395
2019	1,029	148	125	0	1,302	37	11	1,254
2020	892	133	112	0	1,137	32	10	1,095
2021	790	119	101	0	1,010	27	9	974
2022	704	108	91	0	903	24	8	871
2023	631	98	82	0	811	21	7	783
Итого	33,324	2,726	2 548	0	38,598	1,543	212	36,843
Остаток	3,252	503	424	0	4,179	98	37	4,044
Всего в будущем	36,576	3,229	2 972	0	42,777	1,641	249	40,887

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	774	0	4 024	1 072	5 870	-2 409	-2 409	-2 428
2010	757	0	1 482	1 712	3 951	2 371	-38	2 158
2011	558	0	811	1 338	2 707	2 613	2 575	2 149
2012	401	0	574	1 046	2 021	2 166	4 741	1 613
2013	244	0	55	768	1 067	2 020	6 761	1 359
2014	201	0	33	626	860	1 676	8 437	1 020
2015	176	0	23	532	731	1 438	9 875	793
2016	141	0	14	443	598	1 215	11 090	607
2017	128	0	23	381	532	1 044	12 134	470
2018	116	0	17	336	469	926	13 060	379
2019	114	0	10	302	426	828	13 888	307
2020	110	0	12	262	384	711	14 599	238
2021	108	0	10	233	351	623	15 222	189
2022	95	0	11	208	314	557	15 779	153
2023	91	0	10	186	287	496	16 275	123
Итого	4 014	0	7 109	9 445	20 568	16 275		9 130
Остаток	515	0	461	962	1 938	2 106	18 381	387
Всего в будущем	4 529	0	7 570	10 407	22 506	18 381		9 517

ЗНАЙКМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 30

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙКМУНАЙ
СКВАЖИНА 61 (ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
РАЗБУРЕННЫЕ, НО НЕ ДОБЫТЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,836809	0,836809	0,836809	50,00	24,80	2,47	10.00%	7 531
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,919660	0,919660	0,919660	60,00	31,42	2,47	12.00%	5 704
ЗАМЕЧАНИЯ	ПЕРЕВОД ИЗ АРДАТОВСКОГО ,D2AD_4							15.00%	3 642
								20.00%	1 425
								25.00%	131

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2016		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2017	1	145 604	23 046	318	121 843	19 285	207	60,00	2,47
2018	1	133 035	23 603	326	113 044	20 056	215	60,00	2,47
2019	1	102 079	20 258	279	89 625	17 787	191	60,00	2,47
2020	1	80 378	17 630	243	69 782	15 306	164	60,00	2,47
2021	1	64 532	15 484	214	56 307	13 510	145	60,00	2,47
2022	1	52 608	13 684	189	46 105	11 993	129	60,00	2,47
2023	1	43 432	12 148	167	38 115	10 661	114	60,00	2,47
Итого		621 668	125 853	1 736	534 821	108 598	1 165	60,00	2,47
Остаток		175 949	56 336	778	155 708	49 850	535	60,00	2,47
Всего в будущем		797 617	182 189	2 514	690 529	158 448	1 700	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ				
Окончательный		797 617	182 189	2 514	ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ,				
					К-Т СЖАТИЯ = 22,25%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	7 311	606	511	0	8 428	444	51	7 933
2018	6 782	630	531	0	7 943	403	52	7 488
2019	5 378	559	472	0	6 409	300	45	6 064
2020	4 187	481	405	0	5 073	222	38	4 813
2021	3 378	424	358	0	4 160	175	33	3 952
2022	2 766	377	318	0	3 461	139	29	3 293
2023	2 287	335	282	0	2 904	113	26	2 765
Итого	32 089	3 412	2 877	0	38 378	1 796	274	36 308
Остаток	9 343	1 566	1 321	0	12 230	400	117	11 713
Всего в будущем	41 432	4 978	4 198	0	50 608	2 196	391	48 021

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2014	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2015	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2016	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2017	655	0	1 050	2 004	3 709	4 224	2 323	1 869
2018	631	0	29	1 879	2 539	4 949	2 272	2 024
2019	551	0	19	1 509	2 079	3 985	11 257	1 476
2020	492	0	20	1 188	1 700	3 113	14 370	1 044
2021	442	0	16	969	1 427	2 525	16 895	765
2022	363	0	16	803	1 182	2 111	19 006	580
2023	329	0	15	671	1 015	1 750	20 756	435
Итого	3 463	0	3 066	9 023	15 552	20 756		6 300
Остаток	1 542	0	558	2 800	4 900	6 813	27 569	1 231
Всего в будущем	5 005	0	3 624	11 823	20 452	27 569		7 531

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 31

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 62(ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,955033			50,00	24,80	2,47	10.00%	18 882
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,956511	0,956511	0,956511	60,00	31,42	2,47	12.00%	16 840
ЗАМЕЧАНИЯ								15.00%	14 289
								20.00%	11 033
								25.00%	8 628

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	1	122 023	0	325	116 535	0	0	50,00	0,00
2010	1	187 307	19 854	570	176 266	18 684	479	55,00	2,47
2011	1	142 873	35 869	495	134 501	33 767	362	60,00	2,47
2012	1	114 687	31 696	437	108 059	29 864	321	60,00	2,47
2013	1	94 678	28 242	390	81 515	24 315	261	60,00	2,47
2014	1	79 650	25 280	349	68 245	21 661	232	60,00	2,47
2015	1	67 985	22 697	313	59 269	19 787	212	60,00	2,47
2016	1	58 690	20 418	282	50 272	17 490	188	60,00	2,47
2017	1	50 912	18 376	253	43 923	15 854	170	60,00	2,47
2018	1	44 272	16 539	228	38 877	14 522	156	60,00	2,47
2019	1	38 162	14 341	198	34 405	12 929	138	60,00	2,47
2020	1	32 738	11 966	165	29 220	10 680	115	60,00	2,47
2021	1	28 320	9 994	138	25 389	8 960	96	60,00	2,47
2022	1	24 670	8 356	115	22 183	7 514	81	60,00	2,47
2023	1	21 609	6 994	97	19 460	6 298	67	60,00	2,47
Итого		1 108 576	270 622	4 355	1 008 119	242 325	2 878	57,97	2,47
Остаток		103 889	27 627	381	94 268	25 043	269	60,00	2,47
Всего в будущем		1 212 465	298 249	4 736	1 102 387	267 368	3 147	58,14	2,47
Совокупный		160 205	0	369	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ, ПЕРВОНАЧ. К-Т СЖАТИЯ = 0,00%				
Окончательный		1 372 670	298 249	5 105					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	5 827	0	0	0	5 827	206	0	5 621
2010	9 694	525	1 183	0	11 402	496	68	10 838
2011	8 070	1 061	895	0	10 026	420	80	9 526
2012	6 484	939	791	0	8 214	329	69	7 816
2013	4 891	763	645	0	6 299	255	58	5 986
2014	4 095	681	574	0	5 350	208	50	5 092
2015	3 556	622	524	0	4 702	170	46	4 486
2016	3 016	549	463	0	4 028	135	41	3 852
2017	2 635	498	420	0	3 553	110	37	3 406
2018	2 333	457	385	0	3 175	88	33	3 054
2019	2 064	406	343	0	2 813	74	30	2 709
2020	1 754	336	283	0	2 373	63	25	2 285
2021	1 523	281	237	0	2 041	53	21	1 967
2022	1 331	236	199	0	1 766	45	17	1 704
2023	1 167	198	167	0	1 532	38	15	1 479
Итого	58 440	7 552	7 109	0	73 101	2 690	590	69 821
Остаток	5 657	787	664	0	7 108	172	58	6 878
Всего в будущем	64 097	8 339	7 773	0	80 209	2 862	648	76 699

ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$

БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M

Период	Операционные затраты		Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный		Дисконтированный по 10,00%
	затраты	Прочие налоги				Годовой	Совокупный	
2009	1 272	0	6 610	1 741	9 623	-4 002	-4 002	-4 032
2010	1 327	0	2 602	2 811	6 740	4 098	96	3 728
2011	1 015	0	1 468	2 331	4 814	4 712	4 808	3 875
2012	761	0	1 082	1 898	3 741	4 075	8 883	3 031
2013	481	0	107	1 449	2 037	3 949	12 832	2 656
2014	412	0	66	1 226	1 704	3 388	16 220	2 062
2015	371	0	49	1 073	1 493	2 993	19 213	1 651
2016	305	0	30	918	1 253	2 599	21 812	1 297
2017	282	0	51	807	1 140	2 266	24 078	1 024
2018	258	0	36	719	1 013	2 041	26 119	833
2019	248	0	23	637	908	1 801	27 920	666
2020	234	0	25	538	797	1 488	29 408	499
2021	219	0	20	464	703	1 264	30 672	383
2022	186	0	20	403	609	1 095	31 767	301
2023	174	0	20	351	545	934	32 701	233
Итого	7 545	0	12 209	17 366	37 120	32 701		18 207
Остаток	871	0	684	1 646	3 201	3 677	36 378	675
Всего в будущем	8 416	0	12 893	19 012	40 321	36 378		18 882

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 32

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 115 (ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,955033			50,00	24,80	2,47	10.00%	34 864
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,956511	0,956511	0,956511	60,00	31,42	2,47	12.00%	32 138
ЗАМЕЧАНИЯ								15.00%	28 688
								20.00%	24 205
								25.00%	20 829

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	1	95 697	0	201	91 394	0	0	50,00	0,00
2010	1	315 516	24 903	719	296 914	23 435	605	55,00	2,47
2011	1	237 388	44 201	610	223 479	41 611	446	60,00	2,47
2012	1	184 307	38 185	527	173 655	35 978	386	60,00	2,47
2013	1	146 397	33 373	460	126 042	28 733	308	60,00	2,47
2014	1	118 331	29 395	406	101 390	25 186	270	60,00	2,47
2015	1	97 002	26 031	359	84 564	22 694	244	60,00	2,47
2016	1	80 461	23 144	319	68 922	19 825	212	60,00	2,47
2017	1	67 428	20 639	285	58 173	17 806	191	60,00	2,47
2018	1	57 027	18 447	255	50 075	16 198	174	60,00	2,47
2019	1	48 605	16 480	227	43 821	14 858	159	60,00	2,47
2020	1	41 196	14 018	193	36 769	12 512	135	60,00	2,47
2021	1	35 138	11 688	162	31 500	10 478	112	60,00	2,47
2022	1	30 335	9 764	134	27 279	8 780	94	60,00	2,47
2023	1	26 472	8 174	113	23 839	7 360	79	60,00	2,47
Итого		1 581 300	318 442	4 970	1 437 816	285 454	3 415	58,33	2,47
Остаток		104 059	30 791	425	93 988	27 880	299	60,00	2,47
Всего в будущем		1 685 359	349 233	5 395	1 531 804	313 334	3 714	58,43	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ				
Окончательный		1 685 359	349 233	5 395	ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ,				
					ПЕРВОНАЧ. К-Т СЖАТИЯ = 0,00%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	4 570	0	0	0	4 570	161	0	4 409
2010	16 330	659	1 493	0	18 482	836	86	17 560
2011	13 409	1 307	1 103	0	15 819	698	98	15 023
2012	10 419	1 131	953	0	12 503	529	84	11 890
2013	7 563	902	761	0	9 226	395	68	8 763
2014	6 083	792	668	0	7 543	309	59	7 175
2015	5 074	713	601	0	6 388	241	52	6 095
2016	4 135	623	525	0	5 283	186	46	5 051
2017	3 490	559	472	0	4 521	145	41	4 335
2018	3 005	509	429	0	3 943	114	38	3 791
2019	2 629	467	394	0	3 490	95	34	3 361
2020	2 206	393	331	0	2 930	78	29	2 823
2021	1 890	329	278	0	2 497	66	24	2 407
2022	1 637	276	233	0	2 146	55	21	2 070
2023	1 430	231	195	0	1 856	47	17	1 792
Итого	83 870	8 891	8 436	0	101 197	3 955	697	96 545
Остаток	5 640	876	738	0	7 254	172	64	7 018
Всего в будущем	89 510	9 767	9 174	0	108 451	4 127	761	103 563

ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$

БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M

Период	Операционные затраты		Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный		Дисконтированный по 10,00%
	затраты	Прочие налоги				Годовой	Совокупный	
2009	1 105	0	0	1 365	2 470	1 939	1 939	1 867
2010	2 126	0	4 170	4 659	10 955	6 605	8 544	6 012
2011	1 586	0	2 301	3 735	7 622	7 401	15 945	6 088
2012	1 147	0	1 635	2 936	5 718	6 172	22 117	4 594
2013	697	0	155	2 157	3 009	5 754	27 871	3 872
2014	574	0	94	1 754	2 422	4 753	32 624	2 895
2015	498	0	65	1 479	2 042	4 053	36 677	2 233
2016	396	0	40	1 218	1 654	3 397	40 074	1 696
2017	356	0	64	1 039	1 459	2 876	42 950	1 299
2018	319	0	45	902	1 266	2 525	45 475	1 032
2019	106	0	28	796	1 130	2 231	47 706	826
2020	288	0	31	668	987	1 836	49 542	615
2021	268	0	25	570	863	1 544	51 086	469
2022	225	0	24	491	740	1 330	52 416	364
2023	209	0	24	427	660	1 132	53 548	282
Итого	10 100	0	8 701	24 196	42 997	53 548		34 144
Остаток	877	0	845	1 669	3 391	3 627	57 175	720
Всего в будущем	10 977	0	9 546	25 865	46 388	57 175		34 864

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 33

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНЫ 10, 22, 24 (СВ, ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
НЕРАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,955033			50,00	24,80	2,47	10,00%	18,684
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,862743	0,862743	0,862743	60,00	31,42	2,47	12,00%	17,297
ЗАМЕЧАНИЯ	В СКВАЖИНАХ УЧИТЫВАЮТСЯ ЗАПАСЫ НА ЭТАПЕ РАЗРАБОТКИ ПО Т2 И ТЕ, ИЗОЛИРОВАННЫЕ ИНТЕРВАЛЫ							15,00%	15,428
								20,00%	12,791
								25,00%	10,640

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		106 457	0	857	101 670	0	0	50,00	0,00
2010		169 775	46 111	1 366	159 766	43 393	1 153	55,00	2,47
2011		132 916	77 533	1 070	125 128	72 989	783	60,00	2,47
2012		109 240	63 722	879	102 926	60 039	644	60,00	2,47
2013		92 738	54 095	746	79 845	46 575	499	60,00	2,47
2014		80 573	47 000	649	69 037	40 271	432	60,00	2,47
2015		71 232	41 551	573	62 099	36 223	389	60,00	2,47
2016		63 804	37 218	514	54 653	31 880	342	60,00	2,47
2017		3 733	2 178	30	3 221	1 879	20	60,00	2,47
2018		0	0	0	0	0	0	0	2,47
2019		0	0	0	0	0	0	0	2,47
2020		0	0	0	0	0	0	0	2,47
2021		0	0	0	0	0	0	0	2,47
2022		0	0	0	0	0	0	0	2,47
2023		0	0	0	0	0	0	0	2,47
Итого		830 468	369 408	6 684	758 345	333 249	4 262	57,61	2,47
Остаток		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Всего в будущем		830 468	369 408	6 684	758 345	333 249	4 262	57,61	2,47
Совокупный		19 682	0	158	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ, ПЕРВОНАЧ. К-Т СЖАТИЯ = 0,00%				
Окончательный		850 150	369 408	6 842					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	5 083	0	0	0	5 083	179	0	4 904
2010	8 788	1 220	2 847	0	12 855	450	163	12 242
2011	7 507	2 293	1 934	0	11 734	391	172	11 171
2012	6 176	1 887	1 591	0	9 654	313	139	9 202
2013	4 791	1 463	1 234	0	7 488	251	110	7 127
2014	4 142	1 265	1 067	0	6 474	210	94	6 170
2015	3 726	1 138	959	0	5 823	177	84	5 562
2016	3 279	1 002	845	0	5 126	148	74	4 904
2017	193	59	50	0	302	8	5	289
2018	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого	43 685	10 327	10 527	0	64 539	2 127	841	61 571
Остаток	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего в будущем	43 685	10 327	10 527	0	64 539	2 127	841	61 571

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М		
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный	Дисконтированный по 10,00%
2009	1 183	0	5 479	1 519	8 181	-3 277	-3 304
2010	1 589	0	3 139	2 800	7 528	4 714	4 284
2011	1 234	0	1 751	2 563	5 548	5 623	4 625
2012	927	0	1 294	2 109	4 330	4 872	3 624
2013	594	0	129	1 636	2 359	4 768	3 207
2014	516	0	82	1 414	2 012	4 158	2 531
2015	474	0	60	1 272	1 806	3 756	2 069
2016	400	0	40	1 120	1 560	3 344	1 669
2017	24	0	200	66	290	-1	4
2018	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0
Итого	6 941	0	12 174	14 499	33 614	27 957	18 709
Остаток	0	0	240	0	240	-240	-25
Всего в будущем	6 941	0	12 414	14 499	33 854	27 717	18 684

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 34

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 63 (СВ, ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,955033			50,00	24,80	2,47	10.00%	34 854
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,956511	0,956511	0,956511	60,00	31,42	2,47	12.00%	32 168
ЗАМЕЧАНИЯ			ЗАМЕНА НА 28					15.00%	28 769
								20.00%	24 353
								25.00%	21 027

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	1	125 880	0	266	120 219	0	0	50,00	0,00
2010	1	307 660	24 557	709	289 523	23 109	596	55,00	2,47
2011	1	232 191	43 639	602	218 585	41 083	440	60,00	2,47
2012	1	180 663	37 745	521	170 222	35 563	382	60,00	2,47
2013	1	143 734	33 013	455	123 750	28 423	305	60,00	2,47
2014	1	116 330	29 093	401	99 675	24 928	267	60,00	2,47
2015	1	95 461	25 775	356	83 221	22 469	241	60,00	2,47
2016	1	79 255	22 922	316	67 888	19 635	211	60,00	2,47
2017	1	66 471	20 445	282	57 347	17 639	189	60,00	2,47
2018	1	56 258	18 276	253	49 401	16 048	172	60,00	2,47
2019	1	47 958	16 302	224	43 237	14 698	158	60,00	2,47
2020	1	40 634	13 807	191	36 267	12 322	132	60,00	2,47
2021	1	34 694	11 513	159	31 103	10 322	111	60,00	2,47
2022	1	29 981	9 620	133	26 961	8 650	93	60,00	2,47
2023	1	26 185	8 054	111	23 579	7 253	77	60,00	2,47
Итого		1 583 355	314 761	4 979	1 440 978	282 142	3 374	58,16	2,47
Остаток		102 049	30 278	417	92 173	27 415	294	60,00	2,47
Всего в будущем		1 685 404	345 039	5 396	1 533 151	309 557	3 668	58,27	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ				
Окончательный		1 685 404	345 039	5 396	ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ,				
					ПЕРВОНАЧ. К-Т СЖАТИЯ = 0,00%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	6 011	0	0	0	6 011	212	0	5 799
2010	15 924	650	1 471	0	18 045	815	85	17 145
2011	13 115	1 290	1 089	0	15 494	682	97	14 715
2012	10 213	1 118	942	0	12 273	519	82	11 672
2013	7 425	893	753	0	9 071	388	68	8 615
2014	5 981	783	661	0	7 425	304	58	7 063
2015	4 993	706	595	0	6 294	237	52	6 005
2016	4 073	617	520	0	5 210	184	45	4 981
2017	3 441	554	468	0	4 463	142	41	4 280
2018	2 964	504	425	0	3 893	113	37	3 743
2019	2 594	462	389	0	3 445	93	34	3 318
2020	2 176	387	327	0	2 890	77	29	2 784
2021	1 867	325	273	0	2 465	65	24	2 376
2022	1 617	272	229	0	2 118	55	20	2 043
2023	1 415	227	193	0	1 835	47	17	1 771
Итого	83 809	8 788	8 335	0	100 932	3 933	689	96 310
Остаток	5 530	862	726	0	7 118	168	63	6 887
Всего в будущем	89 339	9 650	9 061	0	108 050	4 101	752	103 197

ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$

БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M

Период	Операционные затраты		Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный		Дисконтированный по 10,00%
	затраты	Прочие налоги				Годовой	Совокупный	
2009	1 472	0	0	1 796	3 268	2 531	2 531	2 449
2010	2 076	0	4 074	4 545	10 695	6 450	8 981	5 869
2011	1 554	0	2 255	3 657	7 466	7 249	16 230	5 963
2012	1 126	0	1 605	2 881	5 612	6 060	22 290	4 510
2013	686	0	153	2 119	2 958	5 657	27 947	3 808
2014	565	0	92	1 726	2 383	4 680	32 627	2 850
2015	491	0	64	1 457	2 012	3 993	36 620	2 201
2016	390	0	39	1 201	1 630	3 351	39 971	1 672
2017	351	0	64	1 025	1 440	2 840	42 811	1 282
2018	316	0	44	890	1 250	2 493	45 304	1 020
2019	302	0	28	786	1 116	2 202	47 506	815
2020	284	0	30	659	973	1 811	49 317	607
2021	264	0	25	563	852	1 524	50 841	462
2022	222	0	24	485	731	1 312	52 153	360
2023	207	0	23	421	651	1 120	53 273	278
Итого	10 306	0	8 520	24 211	43 037	53 273		34 146
Остаток	860	0	841	1 638	3 339	3 548	56 821	708
Всего в будущем	11 166	0	9 361	25 849	46 376	56 821		34 854

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 35

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 65 (СВ, ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,955033			50,00	24,80	2,47	10.00%	24,653
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,956511	0,956511	0,956511	60,00	31,42	2,47	12.00%	22 134
ЗАМЕЧАНИЯ			ЗАМЕНА НА 20					15.00%	18 949
								20.00%	14 820
								25.00%	11 719

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	1	174 232	0	381	166 396	0	0	50,00	0,00
2010	1	278 964	23 255	669	262 520	21 884	563	55,00	2,47
2011	1	212 942	41 514	573	200 464	39 082	419	60,00	2,47
2012	1	167 042	36 060	498	157 387	33 975	364	60,00	2,47
2013	1	133 718	31 629	436	115 128	27 232	293	60,00	2,47
2014	1	108 757	27 927	385	93 186	23 929	256	60,00	2,47
2015	1	89 613	24 777	342	78 123	21 600	232	60,00	2,47
2016	1	74 661	22 059	305	63 953	18 895	203	60,00	2,47
2017	1	62 816	19 690	271	54 193	16 988	182	60,00	2,47
2018	1	53 315	17 613	243	46 816	15 465	166	60,00	2,47
2019	1	45 417	15 531	215	40 948	14 003	150	60,00	2,47
2020	1	38 494	12 993	179	34 357	11 596	124	60,00	2,47
2021	1	33 005	10 841	149	29 588	9 719	105	60,00	2,47
2022	1	28 627	9 065	125	25 742	8 152	87	60,00	2,47
2023	1	25 075	7 594	105	22 580	6 838	73	60,00	2,47
Итого		1 526 678	300 548	4 876	1 391 381	269 358	3 217	57,86	2,47
Остаток		94 219	28 300	391	85 009	25 624	275	60,00	2,47
Всего в будущем		1 620 897	328 848	5 267	1 476 480	294 982	3 492	57,98	2,47
Совокупный		64 680	0	135	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ				
Окончательный		1 685 577	328 848	5 402	ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ,				
					ПЕРВОНАЧ. К-Т СЖАТИЯ = 0,00%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	8 320	0	0	0	8 320	294	0	8 026
2010	14 438	615	1 390	0	16 443	739	80	15 624
2011	12 028	1 228	1 035	0	14 291	625	92	13 574
2012	9 443	1 068	901	0	11 412	480	79	10 853
2013	6 908	855	721	0	8 484	361	65	8 058
2014	5 591	752	634	0	6 977	284	56	6 637
2015	4 688	679	572	0	5 939	223	50	5 666
2016	3 837	593	501	0	4 931	173	43	4 715
2017	3 251	534	450	0	4 235	134	40	4 061
2018	2 809	486	410	0	3 705	107	36	3 562
2019	2 457	440	371	0	3 268	88	32	3 148
2020	2 062	364	307	0	2 733	74	27	2 632
2021	1 775	306	258	0	2 339	61	22	2 256
2022	1 545	256	216	0	2 017	52	19	1 946
2023	1 354	215	181	0	1 750	45	16	1 689
Итого	80 506	8 931	7 947	0	96 844	3 740	657	92 447
Остаток	5 106	805	679	0	6 590	156	59	6 375
Всего в будущем	85 612	9 196	8 626	0	103 434	3 896	716	98 822

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	1 812	0	9 225	2 486	13 523	-5 497	-5 497	-5 543
2010	1 894	0	3 723	4 130	9 747	5 877	380	5 347
2011	1 435	0	2 083	3 367	6 885	6 689	7 069	5 502
2012	1 048	0	1 494	2 674	5 216	5 637	12 706	4 195
2013	642	0	143	1 979	2 764	5 294	18 000	3 563
2014	532	0	86	1 620	2 238	4 399	22 399	2 679
2015	463	0	61	1 373	1 897	3 769	26 168	2 077
2016	371	0	37	1 135	1 543	3 172	29 340	1 583
2017	333	0	61	971	1 365	2 696	32 036	1 218
2018	300	0	42	846	1 188	2 374	34 410	971
2019	287	0	26	745	1 058	2 090	36 500	773
2020	268	0	28	624	920	1 712	38 212	574
2021	251	0	24	534	809	1 447	39 659	438
2022	212	0	23	462	697	1 249	40 908	343
2023	197	0	22	403	622	1 067	41 975	265
Итого	10 045	0	17 078	23 349	50 472	41 975		23 985
Остаток	797	0	718	1 515	3 030	3 345	45 320	668
Всего в будущем	10 842	0	17 796	24 864	53 502	45 320		24 653

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 36

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 73 (СВ, ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
НЕОСВОЕННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,941406	0,941406	0,941406	50,00	24,80	2,47	10.00%	24 100
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,956511	0,956511	0,956511	60,00	31,42	2,47	12.00%	20 936
ЗАМЕЧАНИЯ								15.00%	17 039
								20.00%	12 205
								25.00%	8 794

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011	1	183 875	28 506	393	173 101	26 836	288	60,00	2,47
2012	1	292 796	49 891	689	275 873	47 007	504	60,00	2,47
2013	1	222 269	42 554	587	191 368	36 638	393	60,00	2,47
2014	1	173 668	36 888	509	148 803	31 606	339	60,00	2,47
2015	1	138 605	32 310	445	120 832	28 168	302	60,00	2,47
2016	1	112 459	28 503	394	96 331	24 415	262	60,00	2,47
2017	1	92 477	25 269	348	79 783	21 801	234	60,00	2,47
2018	1	76 913	22 486	311	67 538	19 744	212	60,00	2,47
2019	1	64 609	20 063	276	58 250	18 089	194	60,00	2,47
2020	1	54 760	17 941	248	48 874	16 012	172	60,00	2,47
2021	1	46 679	15 928	220	41 846	14 280	153	60,00	2,47
2022	1	39 542	13 393	184	35 559	12 043	129	60,00	2,47
2023	1	33 833	11 172	155	30 467	10 061	108	60,00	2,47
Итого		1 532 485	344 904	4 759	1 368 625	306 700	3 290	60,00	2,47
Остаток		151 707	43 461	599	137 379	39 375	422	60,00	2,47
Всего в будущем		1 684 192	388 365	5 358	1 506 004	346 075	3 712	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ				
Окончательный		1 684 192	388 365	5 358	ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ, К-Т СЖАТИЯ = 22,25%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	10 386	843	711	0	11 940	540	63	11 337
2012	16 552	1 477	1 246	0	19 275	841	109	18 325
2013	11 482	1 151	970	0	13 603	599	87	12 917
2014	8 929	993	838	0	10 760	454	74	10 232
2015	7 250	885	746	0	8 881	345	65	8 741
2016	5 779	768	647	0	7 194	260	57	6 877
2017	4 787	685	578	0	6 050	199	50	5 801
2018	4 053	620	523	0	5 196	153	46	4 997
2019	3 495	568	479	0	4 542	126	42	4 374
2020	2 932	503	424	0	3 859	104	37	3 718
2021	2 511	449	379	0	3 339	87	33	3 219
2022	2 133	378	319	0	2 830	73	28	2 729
2023	1 829	317	266	0	2 412	60	23	2 329
Итого	82 118	9 637	8 126	0	99 881	3 841	714	95 326
Остаток	8 242	1 237	1 044	0	10 523	251	91	10 181
Всего в будущем	90 360	10 874	9 170	0	110 404	4 092	805	105 507

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М		
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0
2011	998	0	13 956	2 841	17 795	-6 458	-5 671
2012	1 761	0	2 503	4 569	8 833	9 492	7 070
2013	1 020	0	228	3 207	4 455	8 462	5 695
2014	813	0	132	2 524	3 469	6 763	4 120
2015	689	0	91	2 073	2 853	5 618	3 098
2016	535	0	53	1 672	2 260	4 617	2 304
2017	474	0	87	1 399	1 960	3 841	1 735
2018	418	0	59	1 197	1 674	3 323	1 359
2019	397	0	36	1 042	1 475	2 899	1 073
2020	379	0	40	882	1 301	2 417	810
2021	358	0	34	761	1 153	2 066	626
2022	298	0	32	646	976	1 753	482
2023	273	0	31	551	855	1 474	366
Итого	8 413	0	17 282	23 364	49 059	46 267	23 067
Остаток	1 286	0	872	2 427	4 585	5 596	1 033
Всего в будущем	9 699	0	18 154	25 791	53 644	51 863	24 100

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 37

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 70 (СВ, ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
НЕОСВОЕННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,941406	0,941406	0,941406	50,00	24,80	2,47	10.00%	24 100
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,956511	0,956511	0,956511	60,00	31,42	2,47	12.00%	20 936
ЗАМЕЧАНИЯ								15.00%	17 039
								20.00%	12 205
								25.00%	8 794

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011	1	183 875	28 506	393	173 101	26 836	288	60,00	2,47
2012	1	292 796	49 891	689	275 873	47 007	504	60,00	2,47
2013	1	222 269	42 554	587	191 368	36 638	393	60,00	2,47
2014	1	173 668	36 888	509	148 803	31 606	339	60,00	2,47
2015	1	138 605	32 310	445	120 832	28 168	302	60,00	2,47
2016	1	112 459	28 503	394	96 331	24 415	262	60,00	2,47
2017	1	92 477	25 269	348	79 783	21 801	234	60,00	2,47
2018	1	76 913	22 486	311	67 538	19 744	212	60,00	2,47
2019	1	64 609	20 063	276	58 250	18 089	194	60,00	2,47
2020	1	54 760	17 941	248	48 874	16 012	172	60,00	2,47
2021	1	46 679	15 928	220	41 846	14 280	153	60,00	2,47
2022	1	39 542	13 393	184	35 559	12 043	129	60,00	2,47
2023	1	33 833	11 172	155	30 467	10 061	108	60,00	2,47
Итого		1 532 485	344 904	4 759	1 368 625	306 700	3 290	60,00	2,47
Остаток		151 707	43 461	599	137 379	39 375	422	60,00	2,47
Всего в будущем		1 684 192	388 365	5 358	1 506 004	346 075	3 712	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ				
Окончательный		1 684 192	388 365	5 358	ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ, К-Т СЖАТИЯ = 22,25%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	10 386	843	711	0	11 940	540	63	11 337
2012	16 552	1 477	1 246	0	19 275	841	109	18 325
2013	11 482	1 151	970	0	13 603	599	87	12 917
2014	8 929	993	838	0	10 760	454	74	10 232
2015	7 250	885	746	0	8 881	345	65	8 741
2016	5 779	768	647	0	7 194	260	57	6 877
2017	4 787	685	578	0	6 050	199	50	5 801
2018	4 053	620	523	0	5 196	153	46	4 997
2019	3 495	568	479	0	4 542	126	42	4 374
2020	2 932	503	424	0	3 859	104	37	3 718
2021	2 511	449	379	0	3 339	87	33	3 219
2022	2 133	378	319	0	2 830	73	28	2 729
2023	1 829	317	266	0	2 412	60	23	2 329
Итого	82 118	9 637	8 126	0	99 881	3 841	714	95 326
Остаток	8 242	1 237	1 044	0	10 523	251	91	10 181
Всего в будущем	90 360	10 874	9 170	0	110 404	4 092	805	105 507

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	по 10,00%
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	998	0	13 956	2 841	17 795	-6 458	-6 458	-5 671
2012	1 761	0	2 503	4 569	8 833	9 492	3 034	7 070
2013	1 020	0	228	3 207	4 455	8 462	11 496	5 695
2014	813	0	132	2 524	3 469	6 763	18 259	4 120
2015	689	0	91	2 073	2 853	5 618	23 877	3 098
2016	535	0	53	1 672	2 260	4 617	28 494	2 304
2017	474	0	87	1 399	1 960	3 841	32 335	1 735
2018	418	0	59	1 197	1 674	3 323	35 658	1 359
2019	397	0	36	1 042	1 475	2 899	38 557	1 073
2020	379	0	40	882	1 301	2 417	40 974	810
2021	358	0	34	761	1 153	2 066	43 040	626
2022	298	0	32	646	976	1 753	44 793	482
2023	273	0	31	551	855	1 474	46 267	366
Итого	8 413	0	17 282	23 364	49 059	46 267		23 067
Остаток	1 286	0	872	2 427	4 585	5 596	51 863	1 033
Всего в будущем	9 699	0	18 154	25 791	53 644	51 863		24 100

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 38

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 27 (СВ, ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕОСВОЕННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,879845	0,879845	0,879845	50,00	24,80	2,47	10.00%	19 770
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,919660	0,919660	0,919660	60,00	31,42	2,47	12.00%	16 436
ЗАМЕЧАНИЯ								15.00%	12 460
								20.00%	7 780
								25.00%	4 705

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013	1	183 875	28 506	393	161 782	25 081	269	60,00	2,47
2014	1	292 796	49 891	689	245 161	41 774	448	60,00	2,47
2015	1	222 269	42 554	587	186 233	35 655	383	60,00	2,47
2016	1	173 668	36 888	509	144 543	30 702	329	60,00	2,47
2017	1	138 605	32 310	445	115 986	27 037	290	60,00	2,47
2018	1	112 459	28 503	394	95 560	24 220	260	60,00	2,47
2019	1	92 477	25 269	348	81 194	22 186	238	60,00	2,47
2020	1	76 913	22 486	311	66 773	19 521	209	60,00	2,47
2021	1	64 609	20 063	276	56 374	17 506	188	60,00	2,47
2022	1	54 760	17 941	248	47 992	15 724	169	60,00	2,47
2023	1	46 679	15 928	220	40 965	13 978	150	60,00	2,47
Итого		1 459 110	320 339	4 420	1 242 563	273 384	2 933	60,00	2,47
Остаток		204 128	62 333	860	180 726	55 140	591	60,00	2,47
Всего в будущем		1 663 238	382 672	5 280	1 423 289	328 524	3 524	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ				
Окончательный		1 663 238	382 672	5 280	ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ, К-Т СЖАТИЯ = 22,25%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	9 707	788	665	0	11 160	580	63	10 517
2014	14 710	1 313	1 106	0	17 129	898	106	16 125
2015	11 174	1 120	945	0	13 239	686	91	12 462
2016	8 672	965	814	0	10 451	538	80	9 833
2017	6 959	849	716	0	8 524	422	71	8 031
2018	5 734	761	642	0	7 137	342	63	6 732
2019	4 872	697	588	0	6 157	271	56	5 830
2020	4 006	613	517	0	5 136	212	49	4 875
2021	3 382	550	464	0	4 396	175	43	4 178
2022	2 880	495	416	0	3 791	146	38	3 607
2023	2 458	439	371	0	3 268	121	33	3 114
Итого	74 554	8 590	7 244	0	90 388	4 391	693	85 304
Остаток	10 843	1 732	1 461	0	14 036	461	129	13 446
Всего в будущем	85 397	10 332	8 705	0	104 424	4 852	822	98 750

ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$

БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M

Период	Операционные затраты				Итого	Не дисконтированный		Дисконтированный по 10,00%
	затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка		Годовой	Совокупный	
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	823	0	10 570	2 656	14 049	-3 532	-5 433	-2 685
2014	1 300	0	143	4 060	5 503	10 622	5 189	6 473
2015	1 033	0	75	3 121	4 229	8 233	13 422	4 541
2016	778	0	31	2 451	3 260	6 573	19 995	3 281
2017	669	0	41	1 990	2 700	5 331	25 326	2 408
2018	576	0	26	1 658	2 260	4 472	29 798	1 829
2019	536	0	19	1 424	1 979	3 851	33 649	1 425
2020	504	0	20	1 184	1 708	3 167	36 816	1 062
2021	472	0	18	1 008	1 498	2 680	39 496	813
2022	401	0	17	867	1 285	2 322	41 818	637
2023	373	0	17	745	1 135	1 979	43 797	492
Итого	7 465	0	12 878	21 164	41 507	43 797		18 383
Остаток	1 771	0	786	3 224	5 781	7 665	51 462	1 387
Всего в будущем	9 236	0	13 664	24 388	47 288	51 462		19 770

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 39

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 29 (СВ, ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК

ВЕРОЯТНЫЕ

НЕОСВОЕННЫЕ

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ

ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M

СОСТАВНАЯ

МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,879845	0,879845	0,879845	50,00	24,80	2,47	10.00%	19 218
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,919660	0,919660	0,919660	60,00	31,42	2,47	12.00%	15 891
ЗАМЕЧАНИЯ								15.00%	11 947
								20.00%	7 352
								25.00%	4 370

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013	1	64 680	9 810	135	56 908	8 631	93	60,00	2,47
2014	1	323 673	52 879	730	271 017	44 277	475	60,00	2,47
2015	1	242 756	44 774	618	203 397	37 515	402	60,00	2,47
2016	1	188 055	38 634	533	156 517	32 154	345	60,00	2,47
2017	1	149 124	33 738	465	124 787	28 233	303	60,00	2,47
2018	1	120 379	29 701	410	102 291	25 237	270	60,00	2,47
2019	1	98 575	26 292	363	86 548	23 084	248	60,00	2,47
2020	1	81 691	23 369	322	70 922	20 289	218	60,00	2,47
2021	1	68 403	20 835	288	59 685	18 179	195	60,00	2,47
2022	1	57 811	18 618	256	50 664	16 317	175	60,00	2,47
2023	1	49 255	16 652	230	43 228	14 614	157	60,00	2,47
Итого		1 444 402	315 302	4 350	1 225 964	268 530	2 881	60,00	2,47
Остаток		213 808	66 142	913	189 287	58 509	627	60,00	2,47
Всего в будущем		1 658 210	381 444	5 263	1 415 251	327 039	3 508	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ, К-Т СЖАТИЯ = 22,25%				
Окончательный		1 658 210	381 444	5 263					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн. \$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	3 414	271	229	0	3 914	204	22	3 688
2014	16 261	1 391	1 173	0	18 825	993	112	17 720
2015	12 204	1 179	994	0	14 377	750	96	13 531
2016	9 391	1 010	852	0	11 253	582	83	10 588
2017	7 488	887	748	0	9 123	454	75	8 594
2018	6 137	793	669	0	7 599	366	66	7 167
2019	5 193	726	611	0	6 530	289	58	6 183
2020	4 255	637	538	0	5 430	225	51	5 154
2021	3 581	571	481	0	4 633	186	44	4 403
2022	3 040	513	433	0	3 986	153	40	3 793
2023	2 594	459	387	0	3 440	128	35	3 277
Итого	73 558	8 437	7 115	0	89 110	4 330	682	84 098
Остаток	11 357	1 839	1 550	0	14 746	484	137	14 125
Всего в будущем	84 915	10 276	8 665	0	103 856	4 814	819	98 223

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН. \$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	283	0	10 210	932	11 425	-7 737	-9 638	-5 122
2014	1 427	0	158	4 470	6 055	11 665	2 027	7 111
2015	1 120	0	80	3 396	4 596	8 935	10 962	4 928
2016	836	0	33	2 644	3 513	7 075	18 037	3 532
2017	716	0	44	2 133	2 893	5 701	23 738	2 576
2018	612	0	29	1 768	2 409	4 758	28 496	1 946
2019	568	0	19	1 513	2 100	4 083	32 579	1 511
2020	532	0	22	1 252	1 806	3 348	35 927	1 122
2021	497	0	18	1 065	1 580	2 823	38 750	856
2022	422	0	18	912	1 352	2 441	41 191	670
2023	392	0	18	785	1 195	2 082	43 273	518
Итого	7 405	0	12 550	20 870	40 825	43 273	51 365	17 755
Остаток	1 861	0	788	3 384	6 033	8 092		1 463
Всего в будущем	9 266	0	13 338	24 254	46 858	51 365		19 218

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 40

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 66 (СВ, ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕОСВОЕННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,949980	0,949980	0,949980	50,00	24,80	2,47	10.00%	17 575
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,919660	0,919660	0,919660	60,00	31,42	2,47	12.00%	14 567
ЗАМЕЧАНИЯ								15.00%	11 125
								20.00%	6 866
								25.00%	3 978

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011	1	32 794	4 946	68	31 153	4 698	50	60,00	2,47
2012	1	332 149	53 681	741	313 698	50 699	544	60,00	2,47
2013	1	248 299	45 361	626	218 464	39 911	428	60,00	2,47
2014	1	191 909	39 091	539	160 689	32 731	351	60,00	2,47
2015	1	151 922	34 109	471	127 291	28 580	307	60,00	2,47
2016	1	122 475	30 010	414	101 935	24 977	268	60,00	2,47
2017	1	100 182	26 556	366	83 833	22 222	238	60,00	2,47
2018	1	82 945	23 597	326	70 481	20 051	215	60,00	2,47
2019	1	69 398	21 033	290	60 931	18 467	199	60,00	2,47
2020	1	58 607	18 793	259	50 880	16 315	175	60,00	2,47
2021	1	49 912	16 817	232	43 551	14 674	157	60,00	2,47
2022	1	42 357	14 453	200	37 122	12 666	136	60,00	2,47
2023	1	36 051	12 046	166	31 638	10 572	113	60,00	2,47
Итого		1 519 000	340 493	4 698	1 331 666	296 563	3 181	60,00	2,47
Остаток		164 842	47 094	650	145 937	41 659	447	60,00	2,47
Всего в будущем		1 683 842	387 587	5 348	1 477 603	338 222	3 628	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ, К-Т СЖАТИЯ = 22,25%				
Окончательный		1 683 842	387 587	5 348					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	1 869	148	124	0	2 141	76	11	2 054
2012	18 822	1 593	1 344	0	21 759	945	92	20 722
2013	13 108	1 254	1 057	0	15 419	782	100	14 537
2014	9 641	1 028	868	0	11 537	589	83	10 865
2015	7 638	898	757	0	9 292	469	73	8 751
2016	6 116	785	662	0	7 563	380	65	7 118
2017	5 030	698	588	0	6 316	305	58	5 953
2018	4 229	630	532	0	5 391	251	53	5 087
2019	3 656	580	489	0	4 725	204	47	4 474
2020	3 052	513	432	0	3 997	162	40	3 795
2021	2 613	461	389	0	3 463	135	36	3 292
2022	2 228	398	336	0	2 962	113	31	2 818
2023	1 898	332	280	0	2 510	93	25	2 392
Итого	79 900	9 318	7 858	0	97 076	4 504	714	91 858
Остаток	8 756	1 309	1 104	0	11 169	372	98	10 699
Всего в будущем	88 656	10 627	8 962	0	108 245	4 876	812	102 557

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	187	0	14 100	510	14 797	-12 743	-14 644	-10 161
2012	2 315	0	5 771	5 169	13 255	7 467	-7 177	5 582
2013	1 156	0	231	3 643	5 030	9 507	2 330	6 400
2014	882	0	97	2 712	3 691	7 174	9 504	4 370
2015	730	0	52	2 174	2 956	5 795	15 299	3 196
2016	566	0	23	1 760	2 349	4 769	20 068	2 380
2017	499	0	30	1 464	1 993	3 960	24 028	1 789
2018	437	0	21	1 244	1 702	3 385	27 413	1 384
2019	414	0	13	1 086	1 513	2 961	30 374	1 096
2020	394	0	17	915	1 326	2 469	32 843	827
2021	373	0	13	790	1 176	2 116	34 959	641
2022	314	0	14	675	1 003	1 815	36 774	499
2023	286	0	13	573	872	1 520	38 294	377
Итого	8 553	0	22 296	22 715	53 564	38 294		16 487
Остаток	1 404	0	748	2 577	4 729	5 970	44 264	1 088
Всего в будущем	9 957	0	23 044	25 292	58 293	44 264		17 575

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 41

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 68 (СВ, ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕОСВОЕННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ
МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,879845	0,879845	0,879845	50,00	24,80	2,47	10.00%	19 904
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,919660	0,919660	0,919660	60,00	31,42	2,47	12.00%	16 567
ЗАМЕЧАНИЯ								15.00%	12 590
								20.00%	7 914
								25.00%	4 843

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013	1	155 262	23 942	330	136 607	21 065	226	60,00	2,47
2014	1	300 092	50 607	699	251 271	42 374	455	60,00	2,47
2015	1	227 153	43 091	594	190 324	36 105	387	60,00	2,47
2016	1	177 117	37 312	515	147 414	31 054	333	60,00	2,47
2017	1	141 138	32 659	450	118 105	27 330	293	60,00	2,47
2018	1	114 373	28 796	398	97 186	24 469	263	60,00	2,47
2019	1	93 954	25 520	352	82 491	22 406	240	60,00	2,47
2020	1	78 072	22 703	313	67 781	19 710	211	60,00	2,47
2021	1	65 531	20 253	280	57 178	17 671	190	60,00	2,47
2022	1	55 503	18 108	249	48 642	15 870	170	60,00	2,47
2023	1	47 315	16 118	223	41 524	14 145	152	60,00	2,47
Итого		1 455 510	319 109	4 403	1 238 523	272 199	2 920	60,00	2,47
Остаток		206 489	63 262	873	182 814	55 962	600	60,00	2,47
Всего в будущем		1 661 999	382 371	5 276	1 421 337	328 161	3 520	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ, К-Т СЖАТИЯ = 22,25%				
Окончательный		1 661 999	382 371	5 276					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	8 196	662	558	0	9 416	489	53	8 874
2014	15 077	1 331	1 123	0	17 531	921	107	16 503
2015	11 419	1 135	957	0	13 511	702	92	12 717
2016	8 845	975	822	0	10 642	548	81	10 013
2017	7 086	859	724	0	8 669	430	72	8 167
2018	5 831	769	649	0	7 249	347	64	6 838
2019	4 950	704	593	0	6 247	276	57	5 914
2020	4 067	619	523	0	5 209	215	49	4 945
2021	3 430	555	468	0	4 453	178	43	4 232
2022	2 919	499	420	0	3 838	147	39	3 652
2023	2 491	444	375	0	3 310	123	34	3 153
Итого	74 311	8 552	7 212	0	90 075	4 376	691	85 008
Остаток	10 969	1 759	1 483	0	14 211	467	130	13 614
Всего в будущем	85 280	10 311	8 695	0	104 286	4 843	821	98 622

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	684	0	10 210	2 241	13 135	-4 261	-6 162	-3 002
2014	1 330	0	147	4 157	5 634	10 869	4 707	6 624
2015	1 054	0	76	3 187	4 317	8 400	13 107	4 633
2016	792	0	31	2 498	3 321	6 692	19 799	3 341
2017	680	0	42	2 024	2 746	5 421	25 220	2 449
2018	585	0	27	1 685	2 297	4 541	29 761	1 857
2019	544	0	19	1 445	2 008	3 906	33 667	1 446
2020	511	0	21	1 200	1 732	3 213	36 880	1 076
2021	478	0	17	1 023	1 518	2 714	39 594	824
2022	406	0	18	877	1 301	2 351	41 945	645
2023	378	0	17	755	1 150	2 003	43 948	498
Итого	7 442	0	12 526	21 092	41 060	43 948	51 719	18 498
Остаток	1 792	0	787	3 264	5 843	7 771		1 406
Всего в будущем	9 234	0	13 313	24 356	46 903	51 719		19 904

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 42

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 64 (СВ, ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
НЕОСВОЕННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,941406	0,941406	0,941406	50,00	24,80	2,47	10.00%	26 543
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,956511	0,956511	0,956511	60,00	31,42	2,47	12.00%	23 270
ЗАМЕЧАНИЯ								15.00%	19 232
								20.00%	14 207
								25.00%	10 644

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011	1	125 880	19 306	266	118 504	18 174	195	60,00	2,47
2012	1	307 660	51 343	709	289 879	48 376	519	60,00	2,47
2013	1	232 191	43 640	602	199 908	37 573	403	60,00	2,47
2014	1	180 663	37 744	521	154 797	32 340	347	60,00	2,47
2015	1	143 734	33 014	455	125 305	28 781	309	60,00	2,47
2016	1	116 330	29 093	401	99 646	24 920	267	60,00	2,47
2017	1	95 461	25 774	356	82 358	22 237	238	60,00	2,47
2018	1	79 255	22 922	316	69 594	20 128	216	60,00	2,47
2019	1	66 471	20 445	282	59 928	18 432	198	60,00	2,47
2020	1	56 258	18 276	253	50 212	16 312	175	60,00	2,47
2021	1	47 958	16 302	224	42 994	14 615	157	60,00	2,47
2022	1	40 634	13 807	191	36 539	12 415	133	60,00	2,47
2023	1	34 694	11 513	159	31 244	10 368	111	60,00	2,47
Итого		1 527 189	343 179	4 735	1 360 908	304 671	3 268	60,00	2,47
Остаток		156 867	44 882	619	142 149	40 670	437	60,00	2,47
Всего в будущем		1 684 056	388 061	5 354	1 503 057	345 341	3 705	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ				
Окончательный		1 684 056	388 061	5 354	ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ,				
					К-Т СЖАТИЯ = 22,25%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	7 110	571	482	0	8 163	370	43	7 750
2012	17 393	1 520	1 281	0	20 194	883	112	19 199
2013	11 994	1 181	996	0	14 171	626	89	13 456
2014	9 288	1 016	857	0	11 161	472	76	10 613
2015	7 519	904	762	0	9 185	358	66	8 761
2016	5 978	783	661	0	7 422	269	58	7 095
2017	4 942	699	589	0	6 230	205	52	5 973
2018	4 175	632	533	0	5 340	158	46	5 136
2019	3 596	579	488	0	4 663	130	43	4 490
2020	3 013	513	433	0	3 959	107	38	3 814
2021	2 579	459	387	0	3 425	89	34	3 302
2022	2 193	390	329	0	2 912	75	28	2 809
2023	1 874	326	275	0	2 475	61	24	2 390
Итого	81 654	9 573	8 073	0	99 300	3 803	709	94 788
Остаток	8 529	1 278	1 077	0	10 884	260	95	10 529
Всего в будущем	90 183	10 851	9 150	0	110 184	4 063	804	105 317

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	767	0	10 210	1 943	12 920	-5 170	-5 170	-4 336
2012	1 844	0	2 620	4 791	9 255	9 944	4 774	7 407
2013	1 062	0	237	3 344	4 643	8 813	13 587	5 931
2014	843	0	137	2 620	3 600	7 013	20 600	4 273
2015	711	0	94	2 146	2 951	5 810	26 410	3 203
2016	553	0	55	1 726	2 334	4 761	31 171	2 377
2017	487	0	89	1 442	2 018	3 955	35 126	1 786
2018	430	0	61	1 231	1 722	3 414	38 540	1 397
2019	408	0	37	1 070	1 515	2 975	41 515	1 101
2020	387	0	41	906	1 334	2 480	43 995	830
2021	368	0	34	781	1 183	2 119	46 114	643
2022	307	0	34	664	1 005	1 804	47 918	496
2023	280	0	31	565	876	1 514	49 432	375
Итого	8 447	0	13 680	23 229	45 356	49 432		25 483
Остаток	1 328	0	942	2 511	4 781	5 748	55 180	1 060
Всего в будущем	9 775	0	14 622	25 740	50 137	55 180		26 543

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 43

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 71 (СВ, ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
НЕОСВОЕННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,941046	0,941046	0,941046	50,00	24,80	2,47	10.00%	23 329
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,956511	0,956511	0,956511	60,00	31,42	2,47	12.00%	20 437
ЗАМЕЧАНИЯ								15.00%	16 827
								20.00%	12 247
								25.00%	8 914

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	1	183 875	28 506	393	173 035	26 826	288	55,00	2,47
2011	1	292 796	49 891	689	275 639	46 967	504	60,00	2,47
2012	1	222 269	42 554	587	209 423	40 095	430	60,00	2,47
2013	1	173 668	36 888	509	149 524	31 759	340	60,00	2,47
2014	1	138 605	32 310	445	118 760	27 685	297	60,00	2,47
2015	1	112 459	28 503	394	98 039	24 847	267	60,00	2,47
2016	1	92 477	25 269	348	79 214	21 646	232	60,00	2,47
2017	1	76 913	22 486	311	66 356	19 399	208	60,00	2,47
2018	1	64 609	20 063	276	56 733	17 617	189	60,00	2,47
2019	1	54 760	17 941	248	49 372	16 176	174	60,00	2,47
2020	1	46 679	15 928	220	41 660	14 216	152	60,00	2,47
2021	1	39 542	13 393	184	35 449	12 006	129	60,00	2,47
2022	1	33 833	11 172	155	30 425	10 047	108	60,00	2,47
2023	1	29 292	9 338	128	26 378	8 408	90	60,00	2,47
Итого		1 561 777	354 242	4 887	1 410 007	317 694	3 408	59,39	2,47
Остаток		123 136	35 752	494	111 232	32 373	347	60,00	2,47
Всего в будущем		1 684 913	389 994	5 381	1 521 239	350 067	3 755	59,43	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ, К-Т СЖАТИЯ = 22,25%				
Окончательный		1 684 913	389 994	5 381					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	9 517	754	711	0	10 982	487	59	10 436
2011	16 538	1 476	1 244	0	19 258	860	110	18 288
2012	12 566	1 260	1 063	0	14 889	639	93	14 157
2013	8 971	997	841	0	10 809	468	76	10 265
2014	7 126	870	734	0	8 730	362	64	8 304
2015	5 882	781	658	0	7 321	280	58	6 983
2016	4 753	680	573	0	6 006	214	50	5 742
2017	3 981	610	514	0	5 105	165	45	4 895
2018	3 404	553	467	0	4 424	129	41	4 254
2019	2 962	508	429	0	3 899	107	37	3 755
2020	2 500	447	376	0	3 323	88	33	3 202
2021	2 127	377	319	0	2 823	74	28	2 721
2022	1 826	316	266	0	2 408	62	23	2 323
2023	1 582	264	223	0	2 069	52	20	1 997
Итого	83 735	9 893	8 418	0	102 046	3 987	737	97 322
Остаток	6 674	1 017	857	0	8 548	204	75	8 269
Всего в будущем	90 409	10 910	9 275	0	110 594	4 191	812	105 591

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	1 030	0	15 426	2 840	19 296	-8 860	-8 860	-8 257
2011	1 928	0	2 793	4 565	9 286	9 002	142	7 407
2012	1 363	0	1 942	3 510	6 815	7 342	7 484	5 466
2013	814	0	181	2 536	3 531	6 734	14 218	4 533
2014	663	0	108	2 038	2 809	5 495	19 713	3 346
2015	569	0	75	1 701	2 345	4 638	24 351	2 558
2016	449	0	45	1 389	1 883	3 859	28 210	1 926
2017	401	0	73	1 176	1 650	3 245	31 455	1 466
2018	357	0	50	1 015	1 422	2 832	34 287	1 157
2019	342	0	31	891	1 264	2 491	36 778	922
2020	326	0	35	758	1 119	2 083	38 861	698
2021	303	0	28	644	975	1 746	40 607	529
2022	253	0	28	550	831	1 492	42 099	410
2023	234	0	26	474	734	1 263	43 362	314
Итого	9 032	0	20 841	24 087	53 960	43 362		22 475
Остаток	1 037	0	785	1 969	3 791	4 478	47 840	854
Всего в будущем	10 069	0	21 626	26 056	57 751	47 840		23 329

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 44

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 59 (СВ, ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
НЕОСВОЕННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,942204	0,942204	0,942204	50,00	24,80	2,47	10.00%	25 420
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,956511	0,956511	0,956511	60,00	31,42	2,47	12.00%	21 970
ЗАМЕЧАНИЯ								15.00%	17 773
								20.00%	12 670
								25.00%	9 163

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012	1	155 262	23 942	330	146 288	22 558	242	60,00	2,47
2013	1	300 092	50 607	699	258 370	43 571	467	60,00	2,47
2014	1	227 153	43 091	594	194 631	36 922	396	60,00	2,47
2015	1	177 117	37 312	515	154 407	32 528	349	60,00	2,47
2016	1	141 138	32 659	450	120 897	27 975	300	60,00	2,47
2017	1	114 373	28 796	398	98 674	24 843	267	60,00	2,47
2018	1	93 954	25 520	352	82 500	22 410	240	60,00	2,47
2019	1	78 072	22 703	313	70 389	20 468	220	60,00	2,47
2020	1	65 531	20 253	280	58 487	18 076	194	60,00	2,47
2021	1	55 503	18 108	249	49 758	16 233	174	60,00	2,47
2022	1	47 315	16 118	223	42 548	14 494	155	60,00	2,47
2023	1	40 084	13 598	187	36 094	12 245	132	60,00	2,47
Итого		1 495 594	332 707	4 590	1 313 043	292 323	3 136	60,00	2,47
Остаток		180 511	53 004	732	163 772	48 044	515	60,00	2,47
Всего в будущем		1 676 105	385 711	5 322	1 476 815	340 367	3 651	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ				
Окончательный		1 676 105	385 711	5 322	ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ, К-Т СЖАТИЯ = 22,25%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	8 777	709	598	0	10 084	446	52	9 586
2013	15 503	1 369	1 154	0	18 026	809	104	17 113
2014	11 677	1 160	978	0	13 815	593	86	13 136
2015	9 265	1 022	862	0	11 149	441	75	10 633
2016	7 254	879	742	0	8 875	327	65	8 483
2017	5 920	780	658	0	7 358	245	58	7 055
2018	4 950	705	594	0	6 249	188	52	6 009
2019	4 223	643	542	0	5 408	152	47	5 209
2020	3 510	568	479	0	4 557	125	42	4 390
2021	2 985	510	430	0	3 925	103	37	3 785
2022	2 553	455	384	0	3 392	87	34	3 271
2023	2 166	385	324	0	2 875	71	28	2 776
Итого	78 783	9 185	7 745	0	95 713	3 587	680	91 446
Остаток	9 826	1 509	1 273	0	12 608	299	112	12 197
Всего в будущем	88 609	10 694	9 018	0	108 321	108 321	792	103 643

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	896	0	10 210	2 400	13 506	-3 920	-3 920	-3 071
2013	1 347	0	301	4 274	5 922	11 191	7 271	7 535
2014	1 039	0	169	3 259	4 467	8 669	15 940	5 282
2015	861	0	113	2 617	3 591	7 042	22 982	3 884
2016	658	0	67	2 072	2 797	5 686	28 668	2 838
2017	574	0	104	1 710	2 388	4 667	33 335	2 109
2018	501	0	71	1 446	2 018	3 991	37 326	1 632
2019	472	0	43	1 246	1 761	3 448	40 774	1 276
2020	445	0	48	1 046	1 539	2 851	43 625	955
2021	421	0	39	898	1 358	2 427	46 052	736
2022	357	0	39	773	1 169	2 102	48 154	577
2023	326	0	37	656	1 019	1 757	49 911	437
Итого	7 897	0	11 241	22 397	41 535	49 911		24 190
Остаток	1 551	0	989	2 904	5 444	6 753	56 664	1 230
Всего в будущем	9 448	0	12 230	25 301	46 979	56 664		25 420

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 45

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 60 (СВ, ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
НЕОСВОЕННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,942204	0,942204	0,942204	50,00	24,80	2,47	10.00%	24 868
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,956511	0,956511	0,956511	60,00	31,42	2,47	12.00%	21 415
ЗАМЕЧАНИЯ								15.00%	17 229
								20.00%	12 168
								25.00%	8 717

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012	1	95 697	14 596	201	90 166	13 752	148	60,00	2,47
2013	1	315 516	52 100	719	271 649	44 857	481	60,00	2,47
2014	1	237 388	44 201	610	203 401	37 872	406	60,00	2,47
2015	1	184 307	38 185	527	160 675	33 289	357	60,00	2,47
2016	1	146 397	33 373	460	125 400	28 587	307	60,00	2,47
2017	1	118 331	29 394	406	102 090	25 360	272	60,00	2,47
2018	1	97 002	26 032	359	85 177	22 858	245	60,00	2,47
2019	1	80 461	23 144	319	72 541	20 866	224	60,00	2,47
2020	1	67 428	20 639	285	60 181	18 421	197	60,00	2,47
2021	1	57 027	18 446	255	51 124	16 537	178	60,00	2,47
2022	1	48 605	16 481	227	43 708	14 819	159	60,00	2,47
2023	1	41 196	14 018	193	37 098	12 624	135	60,00	2,47
Итого		1 489 355	330 609	4 561	1 303 210	289 842	3 109	60,00	2,47
Остаток		184 511	54 584	753	167 397	49 475	531	60,00	2,47
Всего в будущем		1 673 866	385 193	5 314	1 470 607	339 317		60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ, К-Т СЖАТИЯ = 22,25%				
Окончательный		1 673 866	385 193	5 314					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	5 410	432	364	0	6 206	275	32	5 899
2013	16 299	1 409	1 189	0	18 897	851	106	17 940
2014	12 204	1 190	1 003	0	14 397	620	89	13 688
2015	9 640	1 046	882	0	11 568	458	77	11 033
2016	7 524	899	758	0	9 181	339	66	8 776
2017	6 126	796	672	0	7 594	254	59	7 281
2018	5 110	719	605	0	6 434	193	53	6 188
2019	4 353	655	553	0	5 561	158	48	5 355
2020	3 611	579	488	0	4 678	128	43	4 507
2021	3 067	520	439	0	4 026	106	38	3 882
2022	2 623	465	392	0	3 480	89	34	3 357
2023	2 226	397	335	0	2 958	73	30	2 855
Итого	78 193	9 107	7 680	0	94 980	3 544	675	90 761
Остаток	10 043	1 554	1 311	0	12 908	306	114	12 488
Всего в будущем	88 236	10 661	8 991	0	107 888	3 850	789	103 249

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$					БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	538	0	10 210	1 478	12 226	-6 327	-6 327	-4 704	-4 704
2013	1 411	0	315	4 485	6 211	11 729	5 402	7 898	7 898
2014	1 082	0	177	3 399	4 658	9 030	14 432	5 503	5 503
2015	893	0	117	2 717	3 727	7 306	21 738	4 029	4 029
2016	680	0	68	2 145	2 893	5 883	27 621	2 935	2 935
2017	592	0	109	1 767	2 468	4 813	32 434	2 176	2 176
2018	516	0	72	1 490	2 078	4 110	36 544	1 680	1 680
2019	485	0	45	1 282	1 812	3 543	40 087	1 312	1 312
2020	457	0	48	1 074	1 579	2 928	43 015	980	980
2021	431	0	40	921	1 392	2 490	45 505	755	755
2022	367	0	40	794	1 201	2 156	47 661	592	592
2023	334	0	38	674	1 046	1 809	49 470	449	449
Итого	7 786	0	11 279	22 226	41 291	49 470		23 605	23 605
Остаток	1 589	0	994	2 972	5 555	6 933	56 403	1 263	1 263
Всего в будущем	9 375	0	12 273	25 198	46 846	56 403		24 868	24 868

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 46

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИНАРЕВСКОЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР – ЖАЙМУНАЙ
СКВАЖИНА 55 (СВ, ТУРНЕЙСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
НЕОСВОЕННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,942204	0,942204	0,942204	50,00	24,80	2,47	10.00%	23 190
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,956511	0,956511	0,956511	60,00	31,42	2,47	12.00%	19 863
ЗАМЕЧАНИЯ								15.00%	15 832
								20.00%	10 967
								25.00%	7 660

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012	1	183 875	28 506	393	173 248	26 859	288	60,00	2,47
2013	1	292 796	49 891	689	252 087	42 954	461	60,00	2,47
2014	1	222 269	42 554	587	190 447	36 462	391	60,00	2,47
2015	1	173 668	36 888	509	151 401	32 158	345	60,00	2,47
2016	1	138 605	32 310	445	118 726	27 676	297	60,00	2,47
2017	1	112 459	28 503	394	97 023	24 590	264	60,00	2,47
2018	1	92 477	25 269	348	81 203	22 189	238	60,00	2,47
2019	1	76 913	22 486	311	69 343	20 273	217	60,00	2,47
2020	1	64 609	20 063	276	57 665	17 907	192	60,00	2,47
2021	1	54 760	17 941	248	49 092	16 084	173	60,00	2,47
2022	1	46 679	15 928	220	41 974	14 323	153	60,00	2,47
2023	1	39 542	13 393	184	35 609	12 060	130	60,00	2,47
Итого		1 498 652	333 732	4 604	1 317 818	293 535	3 149	60,00	2,47
Остаток		178 557	52 232	721	162 000	47 344	508	60,00	2,47
Всего в будущем		1 677 209	385 964	5 325	1 479 818	340 879	3 657	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА УЧИТЫВАЮТ ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОГЛОЩЕНИЯ, К-Т СЖАТИЯ = 22,25%				
Окончательный		1 677 209	385 964	5 325					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	10 395	844	712	0	11 951	528	62	11 361
2013	15 125	1 350	1 138	0	17 613	790	102	16 721
2014	11 427	1 145	966	0	13 538	580	85	12 873
2015	9 084	1 011	852	0	10 947	432	75	10 440
2016	7 124	869	733	0	8 726	321	64	8 341
2017	5 821	773	652	0	7 246	242	57	6 947
2018	4 872	697	588	0	6 157	184	51	5 922
2019	4 161	637	537	0	5 335	150	47	5 138
2020	3 460	563	474	0	4 497	123	42	4 332
2021	2 945	505	426	0	3 876	102	37	3 737
2022	2 519	450	380	0	3 349	85	33	3 231
2023	2 136	379	319	0	2 834	71	28	2 735
Итого	79 069	9 223	7 777	0	96 096	3 608	683	91 778
Остаток	9 720	1 487	1 255	0	12 462	296	110	12 056
Всего в будущем	88 789	10 710	9 032	0	108 531	3 904	793	103 834

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	937	0	13 567	2 844	17 348	-5 987	-5 987	-4 787
2013	1 316	0	294	2 174	5 784	10 937	4 950	7 364
2014	1 019	0	166	3 192	4 377	8 496	13 446	5 176
2015	845	0	111	2 568	3 524	6 916	20 362	3 814
2016	648	0	65	2 037	2 750	5 591	25 953	2 791
2017	565	0	103	1 684	2 352	4 595	30 548	2 077
2018	495	0	70	1 424	1 989	3 933	34 481	1 608
2019	465	0	42	1 229	1 736	3 402	37 883	1 259
2020	440	0	47	1 031	1 518	2 814	40 697	943
2021	415	0	39	887	1 341	2 396	43 093	727
2022	353	0	38	763	1 154	2 077	45 170	569
2023	321	0	37	647	1 005	1 730	46 900	431
Итого	7 819	0	14 579	22 480	44 878	46 900		21 972
Остаток	1 532	0	959	2 870	5 361	6 695	53 595	1 218
Всего в будущем	9 351	0	15 538	25 350	50 239	53 595		23 190

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 47

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ ЗАВОДНЕНИЕ (ВЕРОЯТНОЕ) (ТУРНЕЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
ЗАВОДНЕНИЕ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M	СРЕДНИЕ ЦЕНЫ
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000				50,00	24,80	2,47	10,00%	418 501
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,919660	0,919660	0,919660	60,00	31,42	2,47	12,00%	351 692
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	273 257
								20,00%	182 473
								25,00%	123 258

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	1	142 268	3 171	87	135 862	3 028	74	55,00	2,47
2011	1	699 739	31 191	431	664 738	29 631	318	60,00	2,47
2012	1	1 590 010	70 875	978	1 501 683	66 938	718	60,00	2,47
2013	1	2 632 462	117 342	1 619	2 316 158	103 243	1 108	60,00	2,47
2014	1	3 200 000	142 641	1 968	2 679 408	119 435	1 281	60,00	2,47
2015	1	3 200 000	142 641	1 968	2 681 178	119 514	1 282	60,00	2,47
2016	1	2 912 000	129 803	1 791	2 423 631	108 034	1 159	60,00	2,47
2017	1	2 649 920	118 120	1 629	2 217 477	98 844	1 060	60,00	2,47
2018	1	2 411 427	107 490	1 483	2 049 072	91 338	980	60,00	2,47
2019	1	2 194 399	97 816	1 350	1 926 671	85 882	921	60,00	2,47
2020	1	1 996 903	89 012	1 228	1 733 650	77 278	829	60,00	2,47
2021	1	1 817 182	81 002	1 117	1 585 562	70 676	758	60,00	2,47
2022	1	1 653 635	73 711	1 017	1 449 245	64 601	693	60,00	2,47
2023	1	1 504 808	67 077	926	1 320 609	58 866	632	60,00	2,47
Итого		28 604 753	1 271 892	17 592	24 684 944	1 097 308	11 813	59,97	2,47
Остаток		8 060 258	359 287	4 957	7 141 180	318 320	3 414	60,00	2,47
Всего в будущем		36 665 011	1 631 179	22 549	31 826 124	1 415 628	15 227	59,98	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 0,00%				
Окончательный		36 665 011	1 631 179	22 549					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	7 472	85	183	0	7 740	257	11	7 472
2011	39 885	931	786	0	41 602	1 619	68	39 915
2012	90 101	2 103	1 773	0	93 977	4 523	122	89 332
2013	138 969	3 244	2 736	0	144 949	8 297	258	136 394
2014	160 765	3 753	3 164	0	167 682	9 823	303	157 556
2015	160 870	3 755	3 167	0	167 792	9 877	305	157 610
2016	145 418	3 394	2 862	0	151 674	9 016	282	142 376
2017	133 049	3 106	2 619	0	138 774	8 076	260	130 438
2018	122 944	2 870	2 420	0	128 234	7 315	239	120 680
2019	115 600	2 698	2 276	0	120 574	6 451	218	113 905
2020	104 019	2 428	2 047	0	108 494	5 502	191	102 801
2021	95 134	2 221	1 873	0	99 228	4 919	173	94 136
2022	86 955	2 030	1 712	0	90 697	4 391	157	86 149
2023	79 236	1 849	1 559	0	82 644	3 898	141	78 605
Итого	1 480 417	34 467	29 177	0	1 544 061	83 964	2 728	1 457 369
Остаток	428 471	10 002	8 435	0	446 908	18 094	743	428 071
Всего в будущем	1 908 888	44 469	37 612	0	1 990 969	102 058	3 471	1 885 440

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			Дисконтирован ный по 10,00%
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	8 750	0	8 750	-8 750	-8 750	-8 714
2010	867	0	37 630	2 059	40 556	-33 084	-41 834	-29 807
2011	4 070	0	34 630	10 213	48 913	-8 998	-50 832	-7 258
2012	8 316	0	22 420	23 071	53 807	35 525	-15 307	26 422
2013	10 510	0	0	35 586	46 096	90 298	74 991	60 652
2014	12 350	0	0	41 166	53 516	104 040	179 031	63 261
2015	12 659	0	0	41 193	53 852	103 758	282 789	57 110
2016	10 869	0	0	37 237	48 106	94 270	377 059	46 974
2017	10 464	0	0	34 069	44 533	85 905	462 964	38 746
2018	9 913	0	0	31 481	41 394	79 286	542 250	32 374
2019	10 057	0	0	29 602	39 659	74 246	616 496	27 442
2020	10 190	0	0	26 635	36 825	65 976	682 472	22 073
2021	10 200	0	0	24 361	34 561	59 575	742 047	18 043
2022	9 166	0	0	22 266	31 432	54 717	796 764	15 000
2023	9 003	0	0	20 289	29 292	49 313	846 077	12 238
Итого	128 634	0	103 430	379 228	611 292	846 077		374 556
Остаток	54 574	0	9 509	109 717	173 800	254 271	1 100 348	43 945
Всего в будущем	183 208	0	112 939	488 945	785 092	1 100 348		418 501

ЗНАЙКМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 48

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
ЗАПАДНЫЙ ТУРНЕЙ
ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ

ДОКАЗАННЫЕ И
ВЕРОЯТНЫЕ

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ		
Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ

МЕСЯЧНАЯ

10,00%	8 378
12,00%	8 069
15,00%	7 639
20,00%	7 007
25,00%	6 465

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	1	83 278	0	80	79 533	0	0	50,00	0,00
2010	1	141 565	3 969	136	133 220	3 735	116	55,00	2,47
2011	1	72 116	5 018	69	67 889	4 724	51	60,00	2,47
2012	1	43 705	3 041	42	41 180	2 866	31	60,00	2,47
2013	1	29 321	2 040	28	25 244	1 756	19	60,00	2,47
2014	1	21 034	1 464	20	18 023	1 254	13	60,00	2,47
2015	1	15 826	1 101	16	13 796	960	10	60,00	2,47
2016	1	12 338	859	11	10 569	735	8	60,00	2,47
2017	1	817	57	1	705	49	1	60,00	2,47
2018		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2019		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2020		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2021		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2022		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2023		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Итого		420 000	17 549	403	390 159	16 079	249	56,25	2,47
Остаток		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Всего в будущем		420 000	17 549	403	390 159	16 079	249	56,25	2,47
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		420 000	17 549	403					

БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M

РОЯЛТИ

Период	от				Итого	Нефть/		Газ/прод. уст., \$	БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	продукции установок	от газа	прочее		конденсат, млн.\$			
2009	3 977	0	0	0	3 977	140	0	3 837	
2010	7 327	105	288	0	7 720	376	16	7 328	
2011	4 073	148	125	0	4 346	211	11	4 124	
2012	2 471	90	76	0	2 637	126	6	2 505	
2013	1 515	56	46	0	1 617	79	5	1 533	
2014	1 081	39	33	0	1 153	55	3	1 095	
2015	828	30	26	0	884	39	2	843	
2016	634	23	19	0	676	29	2	645	
2017	42	2	2	0	46	2	0	44	
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	
Итого	21 948	493	615	0	23 056	1 057	45	21 954	
Остаток	0	0	0	0	0	0	0	0	
Всего в будущем	21 948	493	615	0	23 056	1 057	45	21 954	

ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$

БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M

Период	Операционные затраты				Итого	Не дисконтированный		Дисконтированный по 10,00%
	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка			Годовой	Совокупный	
2009	963	0	0	1 188	2 151	1 686	1 686	1 632
2010	883	0	1 612	2 026	4 521	2 807	4 493	2 572
2011	430	0	608	1 059	2 097	2 027	6 520	1 672
2012	237	0	334	643	1 214	1 291	7 811	963
2013	118	0	27	394	539	994	8 805	670
2014	85	0	14	281	380	715	9 520	437
2015	66	0	8	215	289	554	10 074	304
2016	48	0	5	165	218	427	10 501	214
2017	4	0	200	11	215	-171	10 330	-76
2018	0	0	0	0	0	0	10 330	0
2019	0	0	0	0	0	0	10 330	0
2020	0	0	0	0	0	0	10 330	0
2021	0	0	0	0	0	0	10 330	0
2022	0	0	0	0	0	0	10 330	0
2023	0	0	0	0	0	0	10 330	0
Итого	2 834	0	2 808	5 982	11 624	10 330		8 388
Остаток	0	0	89	0	89	-89	10 241	-10
Всего в будущем	2 834	0	2 897	5 982	11 713	10 241		8 378

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 49

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
ЗАПАДНЫЙ ТУРНЕЙ
ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

ИТОГО
ДОКАЗАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ
МЕСЯЧНАЯ

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ		
Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут

10,00% 8 378
12,00% 8 069
15,00% 7 639
20,00% 7 007
25,00% 6 465

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	1	83 278	0	80	79 533	0	0	50,00	0,00
2010	1	141 565	3 969	136	133 220	3 735	116	55,00	2,47
2011	1	72 116	5 018	69	67 889	4 724	51	60,00	2,47
2012	1	43 705	3 041	42	41 180	2 866	31	60,00	2,47
2013	1	29 321	2 040	28	25 244	1 756	19	60,00	2,47
2014	1	21 034	1 464	20	18 023	1 254	13	60,00	2,47
2015	1	15 826	1 101	16	13 796	960	10	60,00	2,47
2016	1	12 338	859	11	10 569	735	8	60,00	2,47
2017	1	817	57	1	705	49	1	60,00	2,47
2018		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2019		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2020		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2021		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2022		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2023		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Итого		420 000	17 549	403	390 159	16 079	249	56,25	2,47
Остаток		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Всего в будущем		420 000	17 549	403	390 159	16 079	249	56,25	2,47
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		420 000	17 549	403					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M	
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$		
2009	3 977	0	0	0	3 977	140	0		3 837
2010	7 327	105	288	0	7 720	376	16		7 328
2011	4 073	148	125	0	4 346	211	11		4 124
2012	2 471	90	76	0	2 637	126	6		2 505
2013	1 515	56	46	0	1 617	79	5		1 533
2014	1 081	39	33	0	1 153	55	3		1 095
2015	828	30	26	0	884	39	2		843
2016	634	23	19	0	676	29	2		645
2017	42	2	2	0	46	2	0		44
2018	0	0	0	0	0	0	0		0
2019	0	0	0	0	0	0	0		0
2020	0	0	0	0	0	0	0		0
2021	0	0	0	0	0	0	0		0
2022	0	0	0	0	0	0	0		0
2023	0	0	0	0	0	0	0		0
Итого	21 948	493	615	0	23 056	1 057	45		21 954
Остаток	0	0	0	0	0	0	0		0
Всего в будущем	21 948	493	615	0	23 056	1 057	45		21 954

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	963	0	0	1 188	2 151	1 686	1 686	1 632
2010	883	0	1 612	2 026	4 521	2 807	4 493	2 572
2011	430	0	608	1 059	2 097	2 027	6 520	1 672
2012	237	0	334	643	1 214	1 291	7 811	963
2013	118	0	27	394	539	994	8 805	670
2014	85	0	14	281	380	715	9 520	437
2015	66	0	8	215	289	554	10 074	304
2016	48	0	5	165	218	427	10 501	214
2017	4	0	200	11	215	-171	10 330	-76
2018	0	0	0	0	0	0	10 330	0
2019	0	0	0	0	0	0	10 330	0
2020	0	0	0	0	0	0	10 330	0
2021	0	0	0	0	0	0	10 330	0
2022	0	0	0	0	0	0	10 330	0
2023	0	0	0	0	0	0	10 330	0
Итого	2 834	0	2 808	5 982	11 624	10 330		8 388
Остаток	0	0	89	0	89	-89	10 241	-10
Всего в будущем	2 834	0	2 897	5 982	11 713	10 241		8 378

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 50

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
ЗАПАДНЫЙ УЧАСТОК СКВ. 33 (ТУРНЕЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
ОСТАНОВКА

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М	БУДУЩАЯ СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
	1,000000	0,955033			50,00	24,80	2,47		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,862743	0,862743	0,862743	60,00	31,42	2,47	10,00%	8 378
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ								12,00%	8 069
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	7 639
								20,00%	7 007
								25,00%	6 465

Период	Кол- во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	1	83 278	0	80	79 533	0	0	50,00	0,00
2010	1	141 565	3 969	136	133 220	3 735	116	55,00	2,47
2011	1	72 116	5 018	69	67 889	4 724	51	60,00	2,47
2012	1	43 705	3 041	42	41 180	2 866	31	60,00	2,47
2013	1	29 321	2 040	28	25 244	1 756	19	60,00	2,47
2014	1	21 034	1 464	20	18 023	1 254	13	60,00	2,47
2015	1	15 826	1 101	16	13 796	960	10	60,00	2,47
2016	1	12 338	859	11	10 569	735	8	60,00	2,47
2017	1	817	57	1	705	49	1	60,00	2,47
2018		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2019		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2020		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2021		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2022		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2023		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Итого		420 000	17 549	403	390 159	16 079	249	56,25	2,47
Остаток		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Всего в будущем		420 000	17 549	403	390 159	16 079	249	56,25	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 0,00%				
Окончательный		420 000	17 549	403					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	3 977	0	0	0	3 977	140	0	3 837
2010	7 327	105	288	0	7 720	376	16	7 328
2011	4 073	148	125	0	4 346	211	11	4 124
2012	2 471	90	76	0	2 637	126	6	2 505
2013	1 515	56	46	0	1 617	79	5	1 533
2014	1 081	39	33	0	1 153	55	3	1 095
2015	828	30	26	0	884	39	2	843
2016	634	23	19	0	676	29	2	645
2017	42	2	2	0	46	2	0	44
2018	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого	21 948	493	615	0	23 056	1 057	45	21 954
Остаток	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего в будущем	21 948	493	615	0	23 056	1 057	45	21 954

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			Дисконтирован ный по 10,00%
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	963	0	0	1 188	2 151	1 686	1 686	1 632
2010	883	0	1 612	2 026	4 521	2 807	4 493	2 572
2011	430	0	608	1 059	2 097	2 027	6 520	1 672
2012	237	0	334	643	1 214	1 291	7 811	963
2013	118	0	27	394	539	994	8 805	670
2014	85	0	14	281	380	715	9 520	437
2015	66	0	8	215	289	554	10 074	304
2016	48	0	5	165	218	427	10 501	214
2017	4	0	200	11	215	-171	10 330	-76
2018	0	0	0	0	0	0	10 330	0
2019	0	0	0	0	0	0	10 330	0
2020	0	0	0	0	0	0	10 330	0
2021	0	0	0	0	0	0	10 330	0
2022	0	0	0	0	0	0	10 330	0
2023	0	0	0	0	0	0	10 330	0
Итого	2 834	0	2 808	5 982	11 624	10 330		8 388
Остаток	0	0	89	0	89	-89	10 241	-10
Всего в будущем	2 834	0	2 897	5 982	11 713	10 241		8 378

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 51

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
ЮЖНЫЙ ТУРНЕЙ

ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ

ДОКАЗАННЫЕ И
ВЕРОЯТНЫЕ

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ

МЕСЯЧНАЯ

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ		
Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут

10,00%	271 574
12,00%	233 726
15,00%	188 258
20,00%	133 863
25,00%	96 984

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	2	256 904	182 904	4 108	241 758	172 120	3 066	55,00	2,47
2011	2	517 054	368 120	8 266	486 758	346 552	6 172	60,00	2,47
2012	3	337 964	241 354	5 419	318 519	227 467	4 051	60,00	2,47
2013	7	677 641	490 030	11 006	591 070	427 487	7 614	60,00	2,47
2014	8	883 501	641 133	14 397	744 386	540 117	9 621	60,00	2,47
2015	9	951 034	690 460	15 506	804 891	584 245	10 404	60,00	2,47
2016	10	1 094 322	795 151	17 857	916 574	665 911	11 860	60,00	2,47
2017	10	1 022 564	743 010	16 685	861 457	625 864	11 147	60,00	2,47
2018	11	1 061 834	772 241	17 345	907 766	660 110	11 757	60,00	2,47
2019	11	487 792	354 760	7 965	430 376	312 968	5 577	60,00	2,47
2020	11	445 190	323 773	7 273	388 475	282 497	5 029	60,00	2,47
2021	11	406 306	295 496	6 634	356 288	259 096	4 616	60,00	2,47
2022	11	370 820	269 689	6 056	326 532	237 449	4 228	60,00	2,47
2023	11	338 434	246 137	5 528	298 417	217 013	3 866	60,00	2,47
Итого		8 851 360	6 414 258	144 045	7 673 267	5 558 896	99 008	59,84	2,47
Остаток		1 982 918	1 442 141	32 388	1 767 765	1 285 528	22 896	60,00	2,47
Всего в будущем		10 834 278	7 856 399	176 433	9 441 032	6 844 424	121 904	59,87	2,47
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		10 834 278	7 856 399	176 433					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	13 297	4 838	7 572	0	25 707	681	496	24 530
2011	29 205	10 889	15 245	0	55 339	1 518	1 064	52 757
2012	19 111	7 147	10 007	0	36 265	970	669	34 626
2013	35 464	13 432	18 806	0	67 702	2 011	1 363	64 328
2014	44 664	16 970	23 761	0	85 395	2 604	1 745	81 046
2015	48 293	18 357	25 702	0	92 352	2 794	1 898	87 660
2016	54 995	20 923	29 296	0	105 214	3 202	2 205	99 807
2017	51 687	19 665	27 533	0	98 885	2 916	2 091	93 878
2018	54 466	20 740	29 040	0	104 246	3 020	2 199	99 027
2019	25 823	9 834	13 769	0	49 426	1 346	1 017	47 063
2020	23 308	8 876	12 427	0	44 611	1 157	901	42 553
2021	21 377	8 141	11 399	0	40 917	1 038	817	39 062
2022	19 592	7 460	10 446	0	37 498	929	744	35 825
2023	17 905	6 819	9 547	0	34 271	826	674	32 771
Итого	459 187	174 091	244 550	0	877 828	25 012	17 883	834 933
Остаток	106 066	40 391	56 554	0	203 011	4 163	3 902	194 946
Всего в будущем	565 253	214 482	301 104	0	1 080 839	29 175	21 785	1 029 879

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	17 112	0	17 112	-17 112	-17 112	-17 041
2010	2 913	0	6 879	5 249	15 041	9 489	-7 623	8 207
2011	6 313	0	8 555	10 568	25 436	27 321	19 698	22 457
2012	3 781	0	7 843	6 921	18 545	16 081	35 779	11 890
2013	5 962	0	4 491	12 896	23 349	40 979	76 758	27 390
2014	7 663	0	860	16 258	24 781	56 265	133 023	34 247
2015	8 458	0	2 943	17 581	28 982	58 678	191 701	32 292
2016	9 229	0	438	20 027	29 694	70 113	261 814	34 981
2017	9 053	0	1 851	18 822	29 726	64 152	325 966	28 980
2018	9 739	0	565	19 840	30 144	68 883	394 849	28 168
2019	4 929	0	202	9 406	14 537	32 526	427 375	12 031
2020	4 949	0	245	8 490	13 684	28 869	456 244	9 667
2021	4 925	0	216	7 787	12 928	26 134	482 378	7 921
2022	4 439	0	226	7 137	11 802	24 023	506 401	6 591
2023	4 342	0	235	6 522	11 099	21 672	528 073	5 383
Итого	86 695	0	52 661	167 504	306 860	528 073		253 164
Остаток	29 403	0	25 698	38 636	93 737	101 209	629 282	18 410
Всего в будущем	116 098	0	78 359	206 140	400 597	629 282		271 574

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 52

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
ЮЖНЫЙ ТУРНЕЙ
ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ

ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ

Период	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М	
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	СОСТАВНАЯ	МЕСЯЧНАЯ
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ								10,00%	103 455
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ								12,00%	93 528
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	81 151
								20,00%	65 409
								25,00%	53 846
Период	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.				ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
	Кол- во скв.	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, т, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	2	256 904	182 904	4 108	241 758	172 120	3 066	55,00	2,47
2011	2	517 054	368 120	8 266	486 758	346 552	6 172	60,00	2,47
2012	2	298 634	212 616	4 774	281 374	200 326	3 568	60,00	2,47
2013	2	272 848	194 254	4 362	234 914	167 248	2 978	60,00	2,47
2014	2	236 658	168 492	3 784	202 774	144 368	2 572	60,00	2,47
2015	2	237 444	169 050	3 796	207 000	147 374	2 624	60,00	2,47
2016	2	237 862	169 346	3 804	203 748	145 060	2 584	60,00	2,47
2017	2	222 356	158 308	3 554	191 836	136 578	2 432	60,00	2,47
2018	2	193 576	137 818	3 096	169 978	121 018	2 156	60,00	2,47
2019	2	88 892	63 288	1 422	80 144	57 058	1 016	60,00	2,47
2020	2	81 108	57 744	1 296	72 390	51 538	918	60,00	2,47
2021	2	74 004	52 688	1 182	66 344	47 236	842	60,00	2,47
2022	2	67 524	48 074	1 080	60 720	43 228	768	60,00	2,47
2023	2	61 610	43 864	986	55 480	39 500	704	60,00	2,47
Итого		2 846 474	2 026 566	45 510	2 555 218	1 819 204	32 400	59,53	2,47
Остаток		360 552	256 698	5 764	328 614	233 960	4 168	60,00	2,47
Всего в будущем		3 207 026	2 283 264	51 274	2 883 832	2 053 164	36 568	59,58	2,47
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		3 207 026	2 283 264	51 274					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
		продукции установок						
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	13 297	4 838	7 572	0	25 707	681	496	24 530
2011	29 205	10 889	15 245	0	55 339	1 518	1 064	52 757
2012	16 883	6 294	8 813	0	31 990	858	604	30 528
2013	14 094	5 255	7 357	0	26 706	736	517	25 453
2014	12 167	4 536	6 351	0	23 054	618	439	21 997
2015	12 420	4 631	6 483	0	23 534	591	445	22 498
2016	12 225	4 557	6 382	0	23 164	550	437	22 177
2017	11 510	4 292	6 008	0	21 810	478	412	20 920
2018	10 199	3 802	5 324	0	19 325	385	365	18 575
2019	4 808	1 793	2 510	0	9 111	174	172	8 765
2020	4 344	1 619	2 267	0	8 230	154	156	7 920
2021	3 980	1 484	2 078	0	7 542	138	142	7 262
2022	3 643	1 359	1 901	0	6 903	124	131	6 648
2023	3 329	1 241	1 738	0	6 308	109	119	6 080
Итого	152 104	56 590	80 029	0	288 723	7 114	5 499	276 110
Остаток	19 717	7 351	10 292	0	37 360	599	706	36 055
Всего в будущем	171 821	63 941	90 321	0	326 083	7 713	6 205	312 165

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$					БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М		
	Операцио нные затраты					Не дисконтированный		Дисконтирован ный
	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка	Итого	Годовой	Совокупный	по 10,00%	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	2 913	0	6 879	5 249	15 041	9 489	9 489	8 207
2011	6 313	0	8 555	10 568	25 436	27 321	36 810	22 458
2012	3 349	0	4 440	6 108	13 897	16 631	53 441	12 364
2013	2 356	0	476	5 101	7 933	17 520	70 961	11 782
2014	2 042	0	301	4 402	6 745	15 252	86 213	9 284
2015	2 119	0	252	4 494	6 865	15 633	101 846	8 614
2016	2 009	0	181	4 424	6 614	15 563	117 409	7 765
2017	1 968	0	326	4 164	6 458	14 462	131 871	6 533
2018	1 782	0	228	3 691	5 701	12 874	144 745	5 265
2019	902	0	76	1 740	2 718	6 047	150 792	2 237
2020	903	0	90	1 571	2 564	5 356	156 148	1 793
2021	899	0	78	1 441	2 418	4 844	160 992	1 469
2022	809	0	82	1 318	2 209	4 439	165 431	1 218
2023	790	0	85	1 205	2 080	4 000	169 431	993
Итого	29 154	0	22 049	55 476	106 679	169 431		99 982
Остаток	5 256	0	3 856	7 134	16 246	19 809	189 240	3 473
Всего в будущем	34 410	0	25 905	62 610	122 925	189 240		103 455

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 53

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
ЮЖНЫЙ ТУРНЕЙ

ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ НЕ ДОБЫТЫЕ

ДОКАЗАННЫЕ НЕ ДОБЫТЫЕ

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M	
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	СОСТАВНАЯ	МЕСЯЧНАЯ
								10,00%	103 455
								12,00%	93 528
								15,00%	81 151
								20,00%	65 409
								25,00%	53 846

Период	Кол- во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб. фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	2	256 904	182 904	4 108	241 758	172 120	3 066	55,00	2,47
2011	2	517 054	368 120	8 266	486 758	346 552	6 172	60,00	2,47
2012	2	298 634	212 616	4 774	281 374	200 326	3 568	60,00	2,47
2013	2	272 848	194 254	4 362	234 914	167 248	2 978	60,00	2,47
2014	2	236 658	168 492	3 784	202 774	144 368	2 572	60,00	2,47
2015	2	237 444	169 050	3 796	207 000	147 374	2 624	60,00	2,47
2016	2	237 862	169 346	3 804	203 748	145 060	2 584	60,00	2,47
2017	2	222 356	158 308	3 554	191 836	136 578	2 432	60,00	2,47
2018	2	193 576	137 818	3 096	169 978	121 018	2 156	60,00	2,47
2019	2	88 892	63 288	1 422	80 144	57 058	1 016	60,00	2,47
2020	2	81 108	57 744	1 296	72 390	51 538	918	60,00	2,47
2021	2	74 004	52 688	1 182	66 344	47 236	842	60,00	2,47
2022	2	67 524	48 074	1 080	60 720	43 228	768	60,00	2,47
2023	2	61 610	43 864	986	55 480	39 500	704	60,00	2,47
Итого		2 846 474	2 026 566	45 510	2 555 218	1 819 204	32 400	59,53	2,47
Остаток		360 552	256 698	5 764	328 614	233 960	4 168	60,00	2,47
Всего в будущем		3 207 026	2 283 264	51 274	2 883 832	2 053 164	36 568	59,58	2,47
Совокупный Окончательный		0 3 207 026	0 2 283 264	0 51 274					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	13 297	4 838	7 572	0	25 707	681	496	24 530
2011	29 205	10 889	15 245	0	55 339	1 518	1 064	52 757
2012	16 883	6 294	8 813	0	31 990	858	604	30 528
2013	14 094	5 255	7 357	0	26 706	736	517	25 453
2014	12 167	4 536	6 351	0	23 054	618	439	21 997
2015	12 420	4 631	6 483	0	23 534	591	445	22 498
2016	12 225	4 557	6 382	0	23 164	550	437	22 177
2017	11 510	4 292	6 008	0	21 810	478	412	20 920
2018	10 199	3 802	5 324	0	19 325	385	365	18 575
2019	4 808	1 793	2 510	0	9 111	174	172	8 765
2020	4 344	1 619	2 267	0	8 230	154	156	7 920
2021	3 980	1 484	2 078	0	7 542	138	142	7 262
2022	3 643	1 359	1 901	0	6 903	124	131	6 648
2023	3 329	1 241	1 738	0	6 308	109	119	6 080
Итого	152 104	56 590	80 029	0	288 723	7 114	5 499	276 110
Остаток	19 717	7 351	10 292	0	37 360	599	706	36 055
Всего в будущем	171 821	63 941	90 321	0	326 083	7 713	6 205	312 165

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтирован Совокупный	Дисконтирован ный по 10,00%
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	2 913	0	6 879	5 249	15 041	9 489	9 489	8 207
2011	6 313	0	8 555	10 568	25 436	27 321	36 810	22 458
2012	3 349	0	4 440	6 108	13 897	16 631	53 441	12 364
2013	2 356	0	476	5 101	7 933	17 520	70 961	11 782
2014	2 042	0	301	4 402	6 745	15 252	86 213	9 284
2015	2 119	0	252	4 494	6 865	15 633	101 846	8 614
2016	2 009	0	181	4 424	6 614	15 563	117 409	7 765
2017	1 968	0	326	4 164	6 458	14 462	131 871	6 533
2018	1 782	0	228	3 691	5 701	12 874	144 745	5 265
2019	902	0	76	1 740	2 718	6 047	150 792	2 237
2020	903	0	90	1 571	2 564	5 356	156 148	1 793
2021	899	0	78	1 441	2 418	4 844	160 992	1 469
2022	809	0	82	1 318	2 209	4 439	165 431	1 218
2023	790	0	85	1 205	2 080	4 000	169 431	993
Итого	29 154	0	22 049	55 476	106 679	169 431		99 982
Остаток	5 256	0	3 856	7 134	16 246	19 809	189 240	3 473
Всего в будущем	34 410	0	25 905	62 610	122 925	189 240		103 455

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 54

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
ЮЖНЫЙ ТУРНЕЙ
ИТОГО ВЕРОЯТНЫЕ

ИТОГО ВЕРОЯТНЫЕ

Период	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M	
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	СОСТАВНАЯ	МЕСЯЧНАЯ
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ								10,00%	168 119
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ								12,00%	140 197
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	107 108
								20,00%	68 454
								25,00%	43 138
Период	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.				ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
	Кол-во скв.	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012	1	39 330	28 738	645	37 145	27 141	483	60,00	2,47
2013	5	404 793	295 776	6 644	356 156	260 239	4 636	60,00	2,47
2014	6	646 843	472 641	10 613	541 612	395 749	7 049	60,00	2,47
2015	7	713 590	521 410	11 710	597 891	436 871	7 780	60,00	2,47
2016	8	856 460	625 805	14 053	712 826	520 851	9 276	60,00	2,47
2017	8	800 208	584 702	13 131	669 621	489 286	8 715	60,00	2,47
2018	9	868 258	634 423	14 249	737 788	539 092	9 601	60,00	2,47
2019	9	398 900	291 472	6 543	350 232	255 910	4 561	60,00	2,47
2020	9	364 082	266 029	5 977	316 085	230 959	4 111	60,00	2,47
2021	9	332 302	242 808	5 452	289 944	211 860	3 774	60,00	2,47
2022	9	303 296	221 615	4 976	265 812	194 221	3 460	60,00	2,47
2023	9	276 824	202 273	4 542	242 937	177 513	3 162	60,00	2,47
Итого		6 004 886	4 387 692	98 535	5 118 049	3 739 692	66 608	60,00	2,47
Остаток		1 622 366	1 185 443	26 624	1 439 151	1 051 568	18 728	60,00	2,47
Всего в будущем		7 627 252	5 573 135	125 159	6 557 200	4 791 260	85 336	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		7 627 252	5 573 135	125 159					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	2 229	853	1 194	0	4 276	112	64	4 100
2013	21 369	8 176	11 449	0	40 994	1 276	846	38 872
2014	32 497	12 435	17 410	0	62 342	1 985	1 307	59 050
2015	35 873	13 726	19 219	0	68 818	2 203	1 453	65 162
2016	42 770	16 366	22 914	0	82 050	2 652	1 768	77 630
2017	40 177	15 373	21 525	0	77 075	2 438	1 679	72 958
2018	44 267	16 938	23 717	0	84 922	2 634	1 833	80 455
2019	21 014	8 041	11 258	0	40 313	1 173	845	38 295
2020	18 965	7 257	10 160	0	36 382	1 003	746	34 633
2021	17 397	6 656	9 321	0	33 374	899	674	31 801
2022	15 949	6 103	8 544	0	30 596	806	614	29 176
2023	14 576	5 577	7 810	0	27 963	717	555	26 691
Итого	307 083	117 501	164 521	0	589 105	17 898	12 384	558 823
Остаток	86 349	33 040	46 261	0	165 650	3 564	3 196	158 890
Всего в будущем	393 432	150 541	210 782	0	754 755	21 462	15 580	717 713

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	17 112	0	17 112	-17 112	-17 112	-17 041
2010	0	0	0	0	0	0	-17 112	0
2011	0	0	0	0	0	0	-17 112	0
2012	432	0	3 403	813	4 648	-548	-17 660	-475
2013	3 606	0	4 015	7 796	15 417	23 455	5 795	15 607
2014	5 622	0	560	11 855	18 037	41 013	46 808	24 964
2015	6 337	0	2 690	13 087	22 114	43 048	89 856	23 677
2016	7 220	0	256	15 603	23 079	54 551	144 407	27 217
2017	7 086	0	1 526	14 657	23 269	49 689	194 096	22 447
2018	7 957	0	338	16 150	24 445	56 010	250 106	22 904
2019	4 028	0	125	7 666	11 819	26 476	276 582	9 793
2020	4 045	0	155	6 919	11 119	23 514	300 096	7 873
2021	4 025	0	138	6 346	10 509	21 292	321 388	6 454
2022	3 631	0	144	5 818	9 593	19 583	340 971	5 372
2023	3 552	0	151	5 318	9 021	17 670	358 641	4 389
Итого	57 541	0	30 613	112 028	200 182	358 641		153 181
Остаток	24 147	0	21 840	31 501	77 488	81 402	440 043	14 938
Всего в будущем	81 688	0	52 453	143 529	277 670	440 043		168 119

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 55

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
ЮЖНАЯ СКВАЖИНА 23 (ТУРНЕЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ НЕ ДОБЫТЫЕ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M	
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	СОСТАВНАЯ	МЕСЯЧНАЯ
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,941046	0,941046	0,941046	50,00	24,80	2,47	10,00%	51 727
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,955313	0,955313	0,955313	60,00	31,42	2,47	12,00%	46 764
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	40 575
								20,00%	32 705
								25,00%	26 923

Период	Кол- во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб. фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб. фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	1	128 452	91 452	2 054	120 879	86 060	1 533	55,00	2,47
2011	1	258 527	184 060	4 133	243 379	173 276	3 086	60,00	2,47
2012	1	149 317	106 308	2 387	140 687	100 163	1 784	60,00	2,47
2013	1	136 424	97 127	2 181	117 457	83 624	1 489	60,00	2,47
2014	1	118 329	84 246	1 892	101 387	72 184	1 286	60,00	2,47
2015	1	118 722	84 525	1 898	103 500	73 687	1 312	60,00	2,47
2016	1	118 931	84 673	1 902	101 874	72 530	1 292	60,00	2,47
2017	1	111 178	79 154	1 777	95 918	68 289	1 216	60,00	2,47
2018	1	96 788	68 909	1 548	84 989	60 509	1 078	60,00	2,47
2019	1	44 446	31 644	711	40 072	28 529	508	60,00	2,47
2020	1	40 554	28 872	648	36 195	25 769	459	60,00	2,47
2021	1	37 002	26 344	591	33 172	23 618	421	60,00	2,47
2022	1	33 762	24 037	540	30 360	21 614	384	60,00	2,47
2023	1	30 805	21 932	493	27 740	19 750	352	60,00	2,47
Итого		1 423 237	1 013 283	22 755	1 277 609	909 602	16 200	59,53	2,47
Остаток		180 276	128 349	2 882	164 307	116 980	2 084	60,00	2,47
Всего в будущем		1 603 513	1 141 632	25 637	1 441 916	1 026 582	18 284	59,58	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		1 603 513	1 141 632	25 637	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 20,69%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	6 648	2 419	3 786	0	12 853	340	248	12 265
2011	14 603	5 444	7 623	0	27 670	760	532	26 378
2012	8 441	3 148	4 406	0	15 995	429	302	15 264
2013	7 048	2 627	3 679	0	13 354	367	259	12 728
2014	6 083	2 268	3 175	0	11 526	309	219	10 998
2015	6 210	2 315	3 242	0	11 767	296	222	11 249
2016	6 112	2 279	3 190	0	11 581	275	219	11 087
2017	5 755	2 146	3 004	0	10 905	239	206	10 460
2018	5 100	1 901	2 662	0	9 663	193	183	9 287
2019	2 404	896	1 255	0	4 555	86	86	4 383
2020	2 172	810	1 134	0	4 116	78	77	3 961
2021	1 990	742	1 039	0	3 771	69	72	3 630
2022	1 822	679	951	0	3 452	61	65	3 326
2023	1 664	621	869	0	3 154	55	59	3 040
Итого	76 052	28 295	40 015	0	144 362	3 557	2 749	138 056
Остаток	9 859	3 675	5 146	0	18 680	299	353	18 028
Всего в будущем	85 911	31 970	45 161	0	163 042	3 856	3 102	156 084

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтирован Совокупный	по 10,00%
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	1 457	0	3 439	2 624	7 520	4 745	4 745	4 103
2011	3 156	0	4 278	5 284	12 718	13 660	18 405	11 229
2012	1 675	0	2 220	3 055	6 950	8 314	26 719	6 183
2013	1 178	0	238	2 550	3 966	8 762	35 481	5 891
2014	1 020	0	150	2 201	3 371	7 627	43 108	4 642
2015	1 060	0	127	2 247	3 434	7 815	50 923	4 307
2016	1 005	0	90	2 212	3 307	7 780	58 703	3 882
2017	984	0	163	2 082	3 229	7 231	65 934	3 266
2018	891	0	114	1 845	2 850	6 437	72 371	2 633
2019	450	0	38	870	1 358	3 025	75 396	1 118
2020	452	0	45	786	1 283	2 678	78 074	897
2021	450	0	39	720	1 209	2 421	80 495	734
2022	404	0	41	660	1 105	2 221	82 716	609
2023	395	0	42	602	1 039	2 001	84 717	497
Итого	14 577	0	11 024	27 738	53 339	84 717		49 991
Остаток	2 628	0	1 929	3 567	8 124	9 904	94 621	1 736
Всего в будущем	17 205	0	12 953	31 305	61 463	94 621		51 727

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 56

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
ЮЖНАЯ СКВАЖИНА 31 (ТУРНЕЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ НЕ ДОБЫТЫЕ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M	
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	СОСТАВНАЯ	МЕСЯЧНАЯ
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,941046	0,941046	0,941046	50,00	24,80	2,47	10,00%	51 727
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,955313	0,955313	0,955313	60,00	31,42	2,47	12,00%	46 764
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	40 575
								20,00%	32 705
								25,00%	26 923

Период	Кол- во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб. фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб. фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	1	128 452	91 452	2 054	120 879	86 060	1 533	55,00	2,47
2011	1	258 527	184 060	4 133	243 379	173 276	3 086	60,00	2,47
2012	1	149 317	106 308	2 387	140 687	100 163	1 784	60,00	2,47
2013	1	136 424	97 127	2 181	117 457	83 624	1 489	60,00	2,47
2014	1	118 329	84 246	1 892	101 387	72 184	1 286	60,00	2,47
2015	1	118 722	84 525	1 898	103 500	73 687	1 312	60,00	2,47
2016	1	118 931	84 673	1 902	101 874	72 530	1 292	60,00	2,47
2017	1	111 178	79 154	1 777	95 918	68 289	1 216	60,00	2,47
2018	1	96 788	68 909	1 548	84 989	60 509	1 078	60,00	2,47
2019	1	44 446	31 644	711	40 072	28 529	508	60,00	2,47
2020	1	40 554	28 872	648	36 195	25 769	459	60,00	2,47
2021	1	37 002	26 344	591	33 172	23 618	421	60,00	2,47
2022	1	33 762	24 037	540	30 360	21 614	384	60,00	2,47
2023	1	30 805	21 932	493	27 740	19 750	352	60,00	2,47
Итого		1 423 237	1 013 283	22 755	1 277 609	909 602	16 200	59,53	2,47
Остаток		180 276	128 349	2 882	164 307	116 980	2 084	60,00	2,47
Всего в будущем		1 603 513	1 141 632	25 637	1 441 916	1 026 582	18 284	59,58	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		1 603 513	1 141 632	25 637	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 20,69%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	6 648	2 419	3 786	0	12 853	340	248	12 265
2011	14 603	5 444	7 623	0	27 670	760	532	26 378
2012	8 441	3 148	4 406	0	15 995	429	302	15 264
2013	7 048	2 627	3 679	0	13 354	367	259	12 728
2014	6 083	2 268	3 175	0	11 526	309	219	10 998
2015	6 210	2 315	3 242	0	11 767	296	222	11 249
2016	6 112	2 279	3 190	0	11 581	275	219	11 087
2017	5 755	2 146	3 004	0	10 905	239	206	10 460
2018	5 100	1 901	2 662	0	9 663	193	183	9 287
2019	2 404	896	1 255	0	4 555	86	86	4 383
2020	2 172	810	1 134	0	4 116	78	77	3 961
2021	1 990	742	1 039	0	3 771	69	72	3 630
2022	1 822	679	951	0	3 452	61	65	3 326
2023	1 664	621	869	0	3 154	55	59	3 040
Итого	76 052	28 295	40 015	0	144 362	3 557	2 749	138 056
Остаток	9 859	3 675	5 146	0	18 680	299	353	18 028
Всего в будущем	85 911	31 970	45 161	0	163 042	3 856	3 102	156 084

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтирован Совокупный	по 10,00%
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	1 457	0	3 439	2 624	7 520	4 745	4 745	4 103
2011	3 156	0	4 278	5 284	12 718	13 660	18 405	11 229
2012	1 675	0	2 220	3 055	6 950	8 314	26 719	6 183
2013	1 178	0	238	2 550	3 966	8 762	35 481	5 891
2014	1 020	0	150	2 201	3 371	7 627	43 108	4 642
2015	1 060	0	127	2 247	3 434	7 815	50 923	4 307
2016	1 005	0	90	2 212	3 307	7 780	58 703	3 882
2017	984	0	163	2 082	3 229	7 231	65 934	3 266
2018	891	0	114	1 845	2 850	6 437	72 371	2 633
2019	450	0	38	870	1 358	3 025	75 396	1 118
2020	452	0	45	786	1 283	2 678	78 074	897
2021	450	0	39	720	1 209	2 421	80 495	734
2022	404	0	41	660	1 105	2 221	82 716	609
2023	395	0	42	602	1 039	2 001	84 717	497
Итого	14 577	0	11 024	27 738	53 339	84 717		49 991
Остаток	2 628	0	1 929	3 567	8 124	9 904	94 621	1 736
Всего в будущем	17 205	0	12 953	31 305	61 463	94 621		51 727

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 57

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
TS-01 (ТУРНЕЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕ ОСВОЕННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,879845	0,879845	0,879845	50,00	24,80	2,47	10,00%
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%
								20,00%
								25,00%
								21 139
								17 950
								14 096
								9 461
								6 316

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013	1	94 005	68 688	1 543	82 710	60 435	1 076	60,00	2,47
2014	1	98 843	72 224	1 622	82 763	60 474	1 078	60,00	2,47
2015	1	99 173	72 464	1 627	83 093	60 715	1 081	60,00	2,47
2016	1	99 346	72 590	1 630	82 685	60 417	1 076	60,00	2,47
2017	1	92 870	67 860	1 524	77 715	56 785	1 011	60,00	2,47
2018	1	80 850	59 076	1 327	68 701	50 199	894	60,00	2,47
2019	1	37 127	27 128	609	32 597	23 818	425	60,00	2,47
2020	1	33 876	24 753	556	29 410	21 490	382	60,00	2,47
2021	1	30 909	22 584	507	26 969	19 706	351	60,00	2,47
2022	1	28 202	20 607	463	24 717	18 060	322	60,00	2,47
2023	1	25 732	18 803	422	22 582	16 501	294	60,00	2,47
Итого		720 933	526 777	11 830	613 942	448 600	7 990	60,00	2,47
Остаток		150 590	110 034	2 471	133 582	97 606	1 738	60,00	2,47
Всего в будущем		871 523	636 811	14 301	747 524	546 206	9 728	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		871 523	636 811	14 301	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 20,69%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	4 963	1 899	2 659	0	9 521	296	196	9 029
2014	4 965	1 900	2 660	0	9 525	304	200	9 021
2015	4 986	1 908	2 671	0	9 565	306	202	9 057
2016	4 961	1 898	2 658	0	9 517	307	205	9 005
2017	4 663	1 784	2 498	0	8 945	283	195	8 467
2018	4 122	1 577	2 209	0	7 908	246	171	7 491
2019	1 956	749	1 048	0	3 753	109	78	3 566
2020	1 764	675	945	0	3 384	93	70	3 221
2021	1 619	619	867	0	3 105	84	62	2 959
2022	1 483	568	794	0	2 845	75	58	2 712
2023	1 355	518	726	0	2 599	66	51	2 482
Итого	36 837	14 095	19 735	0	70 667	2 169	1 488	67 010
Остаток	8 014	3 067	4 294	0	15 375	331	297	14 747
Всего в будущем	44 851	17 162	24 029	0	86 042	2 500	1 785	81 757

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	1 135	0	1 135	-1 135	-3 036	-838
2013	838	0	184	1 810	2 832	6 197	3 161	4 128
2014	859	0	86	1 812	2 757	6 264	9 425	3 814
2015	881	0	57	1 819	2 757	6 300	15 725	3 472
2016	838	0	30	1 810	2 678	6 327	22 052	3 157
2017	822	0	45	1 701	2 568	5 899	27 951	2 664
2018	741	0	32	1 504	2 277	5 214	33 165	2 133
2019	375	0	11	713	1 099	2 467	35 632	911
2020	376	0	15	644	1 035	2 186	37 818	733
2021	375	0	13	590	978	1 981	39 799	600
2022	337	0	13	541	891	1 821	41 620	499
2023	330	0	14	494	838	1 644	43 264	408
Итого	6 772	0	3 536	13 438	23 746	43 264		19 788
Остаток	2 241	0	2 411	2 924	7 576	7 171	50 435	1 351
Всего в будущем	9 013	0	5 947	16 362	31 322	50 435		21 139

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 58

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
TS-02 (ТУРНЕЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕ ОСВОЕННЫЕ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M	
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб. фут	СОСТАВНАЯ	МЕСЯЧНАЯ
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,879845	0,879845	0,879845	50,00	24,80	2,47	10,00%	21 139
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%	17 950
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	14 096
								20,00%	9 461
								25,00%	6 316

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб. фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб. фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013	1	94 005	68 688	1 543	82 710	60 435	1 076	60,00	2,47
2014	1	98 843	72 224	1 622	82 763	60 474	1 078	60,00	2,47
2015	1	99 173	72 464	1 627	83 093	60 715	1 081	60,00	2,47
2016	1	99 346	72 590	1 630	82 685	60 417	1 076	60,00	2,47
2017	1	92 870	67 860	1 524	77 715	56 785	1 011	60,00	2,47
2018	1	80 850	59 076	1 327	68 701	50 199	894	60,00	2,47
2019	1	37 127	27 128	609	32 597	23 818	425	60,00	2,47
2020	1	33 876	24 753	556	29 410	21 490	382	60,00	2,47
2021	1	30 909	22 584	507	26 969	19 706	351	60,00	2,47
2022	1	28 202	20 607	463	24 717	18 060	322	60,00	2,47
2023	1	25 732	18 803	422	22 582	16 501	294	60,00	2,47
Итого		720 933	526 777	11 830	613 942	448 600	7 990	60,00	2,47
Остаток		150 590	110 034	2 471	133 582	97 606	1 738	60,00	2,47
Всего в будущем		871 523	636 811	14 301	747 524	546 206	9 728	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		871 523	636 811	14 301	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 20,69%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн. \$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	4 963	1 899	2 659	0	9 521	296	196	9 029
2014	4 965	1 900	2 660	0	9 525	304	200	9 021
2015	4 986	1 908	2 671	0	9 565	306	202	9 057
2016	4 961	1 898	2 658	0	9 517	307	205	9 005
2017	4 663	1 784	2 498	0	8 945	283	195	8 467
2018	4 122	1 577	2 209	0	7 908	246	171	7 491
2019	1 956	749	1 048	0	3 753	109	78	3 566
2020	1 764	675	945	0	3 384	93	70	3 221
2021	1 619	619	867	0	3 105	84	62	2 959
2022	1 483	568	794	0	2 845	75	58	2 712
2023	1 355	518	726	0	2 599	66	51	2 482
Итого	36 837	14 095	19 735	0	70 667	2 169	1 488	67 010
Остаток	8 014	3 067	4 294	0	15 375	331	297	14 747
Всего в будущем	44 851	17 162	24 029	0	86 042	2 500	1 785	81 757

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН. \$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			Дисконтированный по 10,00%
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	1 135	0	1 135	-1 135	-3 036	-838
2013	838	0	184	1 810	2 832	6 197	3 161	4 128
2014	859	0	86	1 812	2 757	6 264	9 425	3 814
2015	881	0	57	1 819	2 757	6 300	15 725	3 472
2016	838	0	30	1 810	2 678	6 327	22 052	3 157
2017	822	0	45	1 701	2 568	5 899	27 951	2 664
2018	741	0	32	1 504	2 277	5 214	33 165	2 133
2019	375	0	11	713	1 099	2 467	35 632	911
2020	376	0	15	644	1 035	2 186	37 818	733
2021	375	0	13	590	978	1 981	39 799	600
2022	337	0	13	541	891	1 821	41 620	499
2023	330	0	14	494	838	1 644	43 264	408
Итого	6 772	0	3 536	13 438	23 746	43 264		19 788
Остаток	2 241	0	2 411	2 924	7 576	7 171	50 435	1 351
Всего в будущем	9 013	0	5 947	16 362	31 322	50 435		21 139

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАИКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 59

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАИКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
TS-03(ТУРНЕЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕ ОСВОЕННЫЕ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M	СРЕДНИЕ ЦЕНЫ СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
	1,000000	0,879845	0,879845	0,879845	50,00	24,80	2,47		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	10,00%	25 253
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ								12,00%	21 252
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	16 469
								20,00%	10 812
								25,00%	7 058

Период	Кол- во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, т, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013	1	24 680	18 033	405	21 715	15 867	283	60,00	2,47
2014	1	134 944	98 602	2 214	112 991	82 561	1 470	60,00	2,47
2015	1	135 116	98 728	2 217	113 209	82 720	1 473	60,00	2,47
2016	1	135 034	98 668	2 216	112 388	82 120	1 463	60,00	2,47
2017	1	125 898	91 992	2 066	105 352	76 980	1 371	60,00	2,47
2018	1	109 293	79 858	1 794	92 870	67 859	1 209	60,00	2,47
2019	1	50 073	36 588	821	43 964	32 124	572	60,00	2,47
2020	1	45 619	33 333	749	39 605	28 938	515	60,00	2,47
2021	1	41 561	30 368	682	36 263	26 498	472	60,00	2,47
2022	1	37 864	27 667	621	33 184	24 247	432	60,00	2,47
2023	1	34 496	25 206	566	30 273	22 120	394	60,00	2,47
Итого		874 578	639 043	14 351	741 814	542 034	9 654	60,00	2,47
Остаток		200 537	146 530	3 291	177 883	129 976	2 315	60,00	2,47
Всего в будущем		1 075 115	785 573	17 642	919 697	672 010	11 969	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		1 075 115	785 573	17 642	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 20,69%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	1 303	499	698	0	2 500	78	52	2 370
2014	6 779	2 594	3 632	0	13 005	414	272	12 319
2015	6 793	2 599	3 639	0	13 031	417	275	12 339
2016	6 743	2 580	3 613	0	12 936	418	279	12 239
2017	6 321	2 419	3 387	0	12 127	384	264	11 479
2018	5 572	2 132	2 985	0	10 689	331	231	10 127
2019	2 638	1 009	1 413	0	5 060	148	106	4 806
2020	2 377	909	1 273	0	4 559	125	94	4 340
2021	2 175	833	1 166	0	4 174	113	84	3 977
2022	1 991	762	1 067	0	3 820	100	76	3 644
2023	1 817	695	973	0	3 485	90	70	3 325
Итого	44 509	17 031	23 846	0	85 386	2 618	1 803	80 965
Остаток	10 673	4 084	5 718	0	20 475	441	395	19 639
Всего в будущем	55 182	21 115	29 564	0	105 861	3 059	2 198	100 604

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			Дисконтирован ный по 10,00%
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	216	0	1 135	475	1 826	544	-1 357	323
2014	1 173	0	116	2 474	3 763	8 556	7 199	5 207
2015	1 199	0	79	2 478	3 756	8 583	15 782	4 730
2016	1 139	0	40	2 460	3 639	8 600	24 382	4 291
2017	1 114	0	62	2 306	3 482	7 997	32 379	3 612
2018	1 002	0	42	2 032	3 076	7 051	39 430	2 883
2019	506	0	16	963	1 485	3 321	42 751	1 230
2020	507	0	19	867	1 393	2 947	45 698	986
2021	503	0	18	793	1 314	2 663	48 361	807
2022	453	0	18	727	1 198	2 446	50 807	671
2023	443	0	18	662	1 123	2 202	53 009	547
Итого	8 255	0	3 464	16 237	27 956	53 009		23 394
Остаток	2 983	0	2 572	3 894	9 449	10 190	63 199	1 859
Всего в будущем	11 238	0	6 036	20 131	37 405	63 199		25 253

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 60

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
TS-04(ТУРНЕЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК

ВЕРОЯТНЫЕ

НЕ ОСВОЕННЫЕ

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ

ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М

СОСТАВНАЯ

МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,879845	0,879845	0,879845	50,00	24,80	2,47	10,00%
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%
								20,00%
								25,00%
								16 062
								13 355
								10 127
								6 330
								3 833

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014	1	93 631	68 415	1 536	78 399	57 285	1 020	60,00	2,47
2015	1	93 967	68 660	1 542	78 731	57 528	1 025	60,00	2,47
2016	1	94 157	68 800	1 545	78 367	57 261	1 020	60,00	2,47
2017	1	88 048	64 335	1 445	73 679	53 837	959	60,00	2,47
2018	1	76 679	56 028	1 258	65 156	47 609	848	60,00	2,47
2019	1	35 221	25 736	578	30 924	22 596	402	60,00	2,47
2020	1	32 143	23 486	528	27 906	20 390	363	60,00	2,47
2021	1	29 333	21 433	481	25 594	18 701	333	60,00	2,47
2022	1	26 769	19 560	439	23 460	17 142	306	60,00	2,47
2023	1	24 429	17 850	401	21 439	15 665	279	60,00	2,47
Итого		594 377	434 303	9 753	503 655	368 014	6 555	60,00	2,47
Остаток		143 079	104 547	2 348	126 921	92 740	1 651	60,00	2,47
Всего в будущем		737 456	538 850	12 101	630 576	460 754	8 206	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		737 456	538 850	12 101	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 20,69%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	
2009	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0
2014	4 704	1 800	2 520	0	9 024	287	8 548
2015	4 724	1 807	2 531	0	9 062	290	8 580
2016	4 702	1 800	2 519	0	9 021	292	8 535
2017	4 421	1 691	2 369	0	8 481	268	8 028
2018	3 909	1 496	2 094	0	7 499	233	7 104
2019	1 855	710	994	0	3 559	103	3 382
2020	1 675	641	897	0	3 213	89	3 058
2021	1 535	587	823	0	2 945	79	2 807
2022	1 408	539	754	0	2 701	72	2 574
2023	1 286	492	689	0	2 467	63	2 355
Итого	30 219	11 563	16 190	0	57 972	1 776	54 971
Остаток	7 616	2 914	4 080	0	14 610	314	14 015
Всего в будущем	37 835	14 477	20 270	0	72 582	2 090	68 986

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	0	0	1 135	0	1 135	-1 135	-3 036	-759
2014	814	0	81	1 716	2 611	5 937	2 901	3 613
2015	834	0	54	1 723	2 611	5 969	8 870	3 289
2016	794	0	28	1 716	2 538	5 997	14 867	2 993
2017	780	0	43	1 613	2 436	5 592	20 459	2 526
2018	702	0	30	1 426	2 158	4 946	25 405	2 022
2019	356	0	11	677	1 044	2 338	27 743	865
2020	357	0	14	610	981	2 077	29 820	695
2021	355	0	12	561	928	1 879	31 699	570
2022	321	0	13	513	847	1 727	33 426	474
2023	313	0	13	469	795	1 560	34 986	387
Итого	5 626	0	3 335	11 024	19 985	34 986		14 782
Остаток	2 130	0	2 326	2 779	7 235	6 780	41 766	1 280
Всего в будущем	7 756	0	5 661	13 803	27 220	41 766		16 062

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 61

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
TS-05(ТУРНЕЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕ ОСВОЕННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ **МЕСЯЧНАЯ**

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,836809	0,836809	0,836809	50,00	24,80	2,47	10,00%
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%
								20,00%
								25,00%
								12 103
								9 122
								5 862
								2 514
								668

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб. фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2016		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2017		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2018	1	172 014	125 688	2 823	146 166	106 802	1 902	60,00	2,47
2019	1	79 324	57 961	1 301	69 646	50 889	907	60,00	2,47
2020	1	72 578	53 032	1 191	63 010	46 041	820	60,00	2,47
2021	1	66 407	48 523	1 090	57 943	42 338	754	60,00	2,47
2022	1	60 760	44 396	997	53 250	38 909	693	60,00	2,47
2023	1	55 593	40 621	912	48 788	35 649	635	60,00	2,47
Итого		506 676	370 221	8 314	438 803	320 628	5 711	60,00	2,47
Остаток		329 350	240 652	5 405	292 173	213 487	3 802	60,00	2,47
Всего в будущем		836 026	610 873	13 719	730 976	534 115	9 513	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		836 026	610 873	13 719	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 20,69%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	8 770	3 356	4 699	0	16 825	522	363	15 940
2019	4 179	1 599	2 238	0	8 016	233	168	7 615
2020	3 780	1 446	2 026	0	7 252	200	149	6 903
2021	3 477	1 331	1 862	0	6 670	180	135	6 355
2022	3 195	1 222	1 712	0	6 129	161	123	5 845
2023	2 927	1 120	1 568	0	5 615	144	111	5 360
Итого	26 328	10 074	14 105	0	50 507	1 440	1 049	48 018
Остаток	17 531	6 708	9 392	0	33 631	723	649	32 259
Всего в будущем	43 859	16 782	23 497	0	84 138	2 163	1 698	80 277

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			Дисконтированный по 10,00%
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2014	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2015	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2016	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2017	0	0	1 135	0	1 135	-1 135	-3 036	-510
2018	1 577	0	67	3 199	4 843	11 097	8 061	4 537
2019	801	0	25	1 525	2 351	5 264	13 325	1 948
2020	806	0	30	1 379	2 215	4 688	18 013	1 569
2021	804	0	28	1 268	2 100	4 255	22 268	1 290
2022	728	0	29	1 166	1 923	3 922	26 190	1 076
2023	713	0	30	1 068	1 811	3 549	29 739	882
Итого	5 429	0	3 245	9 605	18 279	29 739		8 899
Остаток	4 906	0	2 573	6 395	13 874	18 385	48 124	3 204
Всего в будущем	10 335	0	5 818	16 000	32 153	48 124		12 103

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 62

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
TS-06(ТУРНЕЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕ ОСВОЕННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ **МЕСЯЧНАЯ**

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,837868	0,837868	0,837868	50,00	24,80	2,47	10,00%	13 612
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%	10 857
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	7 685
								20,00%	4 158
								25,00%	2 000

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб. фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2016	1	128 097	93 599	2 102	106 614	77 901	1 387	60,00	2,47
2017	1	119 735	87 488	1 965	100 195	73 212	1 304	60,00	2,47
2018	1	104 226	76 157	1 710	88 565	64 713	1 153	60,00	2,47
2019	1	47 858	34 970	785	42 019	30 703	547	60,00	2,47
2020	1	43 665	31 904	717	37 908	27 699	493	60,00	2,47
2021	1	39 838	29 110	654	34 760	25 398	453	60,00	2,47
2022	1	36 347	26 558	596	31 855	23 276	414	60,00	2,47
2023	1	33 162	24 231	544	29 103	21 265	379	60,00	2,47
Итого		552 928	404 017	9 073	471 019	344 167	6 130	60,00	2,47
Остаток		194 022	141 769	3 184	172 109	125 758	2 240	60,00	2,47
Всего в будущем		746 950	545 786	12 257	643 128	469 925	8 370	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		746 950	545 786	12 257	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 20,69%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	6 397	2 448	3 427	0	12 272	397	264	11 611
2017	6 012	2 300	3 221	0	11 533	365	252	10 916
2018	5 313	2 033	2 847	0	10 193	316	220	9 657
2019	2 522	965	1 351	0	4 838	140	101	4 597
2020	2 274	870	1 218	0	4 362	121	89	4 152
2021	2 086	798	1 117	0	4 001	108	81	3 812
2022	1 911	732	1 024	0	3 667	96	74	3 497
2023	1 746	668	936	0	3 350	86	66	3 198
Итого	28 261	10 814	15 141	0	54 216	1 629	1 147	51 440
Остаток	10 327	3 951	5 532	0	19 810	426	383	19 001
Всего в будущем	38 588	14 765	20 673	0	74 026	2 055	1 530	70 441

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2014	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2015	0	0	1 135	0	1 135	-1 135	-3 036	-622
2016	1 080	0	38	2 334	3 452	8 159	5 123	4 071
2017	1 060	0	59	2 193	3 312	7 604	12 727	3 435
2018	955	0	40	1 938	2 933	6 724	19 451	2 749
2019	483	0	15	920	1 418	3 179	22 630	1 175
2020	486	0	19	830	1 335	2 817	25 447	944
2021	482	0	16	761	1 259	2 553	28 000	774
2022	435	0	18	697	1 150	2 347	30 347	644
2023	426	0	18	637	1 081	2 117	32 464	525
Итого	5 407	0	3 259	10 310	18 976	32 464		11 802
Остаток	2 887	0	2 384	3 767	9 038	9 963	42 427	1 810
Всего в будущем	8 294	0	5 643	14 077	28 014	42 427		13 612

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 63

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
TS-07(ТУРНЕЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕ ОСВОЕННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ **МЕСЯЧНАЯ**

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,879845	0,879845	0,879845	50,00	24,80	2,47	10,00%
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%
								20,00%
								25,00%
								17 312
								14 546
								11 225
								7 270
								4 626

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013	1	42 057	30 731	690	37 004	27 038	482	60,00	2,47
2014	1	90 702	66 274	1 488	75 946	55 493	988	60,00	2,47
2015	1	90 993	66 488	1 494	76 240	55 708	992	60,00	2,47
2016	1	91 140	66 595	1 495	75 855	55 426	987	60,00	2,47
2017	1	85 187	62 245	1 398	71 285	52 087	928	60,00	2,47
2018	1	74 149	54 179	1 217	63 007	46 039	820	60,00	2,47
2019	1	34 046	24 877	558	29 892	21 841	389	60,00	2,47
2020	1	31 061	22 696	510	26 967	19 704	351	60,00	2,47
2021	1	28 339	20 707	465	24 726	18 068	322	60,00	2,47
2022	1	25 855	18 892	424	22 660	16 556	295	60,00	2,47
2023	1	23 588	17 236	387	20 701	15 126	269	60,00	2,47
Итого		617 117	450 920	10 126	524 283	383 086	6 823	60,00	2,47
Остаток		137 992	100 828	2 265	122 407	89 442	1 593	60,00	2,47
Всего в будущем		755 109	551 748	12 391	646 690	472 528	8 416	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		755 109	551 748	12 391	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 20,69%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	2 220	850	1 189	0	4 259	133	88	4 038
2014	4 557	1 743	2 442	0	8 742	278	183	8 281
2015	4 574	1 750	2 451	0	8 775	281	185	8 309
2016	4 552	1 742	2 438	0	8 732	282	189	8 261
2017	4 277	1 637	2 291	0	8 205	260	178	7 767
2018	3 780	1 446	2 026	0	7 252	225	157	6 870
2019	1 794	686	961	0	3 441	100	72	3 269
2020	1 618	619	866	0	3 103	85	64	2 954
2021	1 483	568	795	0	2 846	77	57	2 712
2022	1 360	520	729	0	2 609	69	52	2 488
2023	1 242	476	665	0	2 383	61	48	2 274
Итого	31 457	12 037	16 853	0	60 347	1 851	1 273	57 223
Остаток	7 344	2 810	3 935	0	14 089	303	272	13 514
Всего в будущем	38 801	14 847	20 788	0	74 436	2 154	1 545	70 737

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	369	0	1 135	810	2 314	1 724	-177	1 107
2014	788	0	78	1 662	2 528	5 753	5 576	3 500
2015	808	0	53	1 669	2 530	5 779	11 355	3 185
2016	768	0	27	1 661	2 456	5 805	17 160	2 896
2017	755	0	42	1 560	2 357	5 410	22 570	2 444
2018	679	0	29	1 379	2 087	4 783	27 353	1 956
2019	344	0	10	654	1 008	2 261	29 614	836
2020	345	0	14	591	950	2 004	31 618	672
2021	343	0	11	541	895	1 817	33 435	550
2022	310	0	13	496	819	1 669	35 104	458
2023	303	0	13	453	769	1 505	36 609	374
Итого	5 812	0	3 326	11 476	20 614	36 609		16 085
Остаток	2 053	0	2 332	2 679	7 064	6 450	43 059	1 227
Всего в будущем	7 865	0	5 658	14 155	27 678	43 059		17 312

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАИКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 64

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАИКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
TS-08(ТУРНЕЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕ ОСВОЕННЫЕ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М	
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	СОСТАВНАЯ	МЕСЯЧНАЯ
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,944449	0,944449	0,944449	50,00	24,80	2,47	10,00%	31 780
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%	27 378
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	22 022
								20,00%	15 498
								25,00%	10 996

Период	Кол- во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012	1	39 330	28 738	645	37 145	27 141	483	60,00	2,47
2013	1	150 046	109 636	2 463	132 017	96 464	1,719	60,00	2,47
2014	1	129 880	94 902	2 131	108 750	79 462	1,415	60,00	2,47
2015	1	130 034	95 014	2 134	108 952	79 609	1,418	60,00	2,47
2016	1	129 944	94 949	2 132	108 151	79 025	1,407	60,00	2,47
2017	1	121 140	88 515	1 988	101 371	74 071	1,320	60,00	2,47
2018	1	105 150	76 832	1 725	89 350	65 286	1,162	60,00	2,47
2019	1	48 171	35 198	791	42 294	30 904	551	60,00	2,47
2020	1	43 884	32 065	720	38 098	27 838	496	60,00	2,47
2021	1	39 977	29 211	656	34 882	25 488	454	60,00	2,47
2022	1	36 419	26 611	597	31 918	23 321	415	60,00	2,47
2023	1	33 178	24 242	545	29 116	21 275	379	60,00	2,47
Итого		1 007 153	735 913	16 527	862 044	629 884	11,219	60,00	2,47
Остаток		192 824	140 895	3 164	171 041	124 977	2,226	60,00	2,47
Всего в будущем		1 199 977	876 808	19 691	1 033 085	754 861	13,445	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		1 199 977	876 808	19 691	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 20,69%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	2 229	853	1 194	0	4 276	112	64	4 100
2013	7 921	3 031	4 244	0	15 196	473	314	14 409
2014	6 525	2 496	3 496	0	12 517	398	262	11 857
2015	6 537	2 502	3 502	0	12 541	402	265	11 874
2016	6 489	2 483	3 476	0	12 448	402	268	11 778
2017	6 082	2 327	3 259	0	11 668	369	254	11 045
2018	5 361	2 051	2 872	0	10 284	319	222	9 743
2019	2 538	971	1 360	0	4 869	142	102	4 625
2020	2 286	875	1 224	0	4 385	121	90	4 174
2021	2 093	801	1 122	0	4 016	108	81	3 827
2022	1 915	733	1 026	0	3 674	97	74	3 503
2023	1 747	668	936	0	3 351	86	67	3 198
Итого	51 723	19 791	27 711	0	99 225	3 029	2 063	94 133
Остаток	10 262	3 927	5 498	0	19 687	424	380	18 883
Всего в будущем	61 985	23 718	33 209	0	118 912	3 453	2 443	113 016

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтирован ный Совокупный	по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	432	0	1 135	813	2 380	1 720	-181	1 201
2013	1 345	0	243	2 890	4 478	9 931	9 750	6 679
2014	1 128	0	112	2 380	3 620	8 237	17 987	5 012
2015	1 155	0	75	2 385	3 615	8 259	26 246	4 552
2016	1 096	0	39	2 367	3 502	8 276	34 522	4 130
2017	1 072	0	59	2 219	3 350	7 695	42 217	3 475
2018	964	0	41	1 956	2 961	6 782	48 999	2 774
2019	486	0	15	926	1 427	3 198	52 197	1 182
2020	488	0	19	834	1 341	2 833	55 030	949
2021	484	0	17	763	1 264	2 563	57 593	777
2022	436	0	17	699	1 152	2 351	59 944	645
2023	426	0	18	637	1 081	2 117	62 061	526
Итого	9 512	0	3 691	18 869	32 072	62 061		30 009
Остаток	2 868	0	2 638	3 744	9 250	9 633	71 694	1 771
Всего в будущем	12 380	0	6 329	22 613	41 322	71 694		31 780

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 65

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
TS-09(ТУРНЕЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕ ОСВОЕННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,837868	0,837868	0,837868	50,00	24,80	2,47	10,00%	9 720
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%	7 787
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	5 526
								20,00%	2 950
								25,00%	1 325

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб. фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015	1	65 134	47 592	1 069	54 573	39 876	710	60,00	2,47
2016	1	79 396	58 014	1 303	66 081	48 284	860	60,00	2,47
2017	1	74 460	54 407	1 221	62 309	45 529	811	60,00	2,47
2018	1	65 047	47 529	1 068	55 272	40 386	719	60,00	2,47
2019	1	29 953	21 886	491	26 299	19 217	343	60,00	2,47
2020	1	27 380	20 007	450	23 771	17 369	309	60,00	2,47
2021	1	25 029	18 288	410	21 838	15 957	284	60,00	2,47
2022	1	22 878	16 717	376	20 051	14 650	261	60,00	2,47
2023	1	20 914	15 281	343	18 353	13 411	239	60,00	2,47
Итого		410 191	299 721	6 731	348 547	254 679	4 536	60,00	2,47
Остаток		123 382	90 154	2 025	109 453	79 976	1 425	60,00	2,47
Всего в будущем		533 573	389 875	8 756	458 000	334 655	5 961	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		533 573	389 875	8 756	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 20,69%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	3 274	1 253	1 754	0	6 281	201	133	5 947
2016	3 965	1 517	2 124	0	7 606	246	163	7 197
2017	3 739	1 430	2 003	0	7 172	227	157	6 788
2018	3 316	1 269	1 777	0	6 362	197	137	6 028
2019	1 578	604	846	0	3 028	88	64	2 876
2020	1 426	546	764	0	2 736	76	56	2 604
2021	1 311	501	702	0	2 514	67	50	2 397
2022	1 203	461	644	0	2 308	61	47	2 200
2023	1 101	421	590	0	2 112	54	42	2 016
Итого	20 913	8 002	11 204	0	40 119	1 217	849	38 053
Остаток	6 567	2 513	3 518	0	12 598	271	243	12 084
Всего в будущем	27 480	10 515	14 722	0	52 717	1 488	1 092	50 137

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2014	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2015	579	0	1 181	1 195	2 955	2 992	1 091	1 601
2016	670	0	23	1 446	2 139	5 058	6 149	2 523
2017	659	0	37	1 364	2 060	4 728	10 877	2 136
2018	596	0	25	1 210	1 831	4 197	15 074	1 716
2019	302	0	9	575	886	1 990	17 064	735
2020	305	0	12	521	838	1 766	18 830	592
2021	303	0	11	478	792	1 605	20 435	486
2022	274	0	10	439	723	1 477	21 912	406
2023	268	0	12	401	681	1 335	23 247	331
Итого	3 956	0	3 221	7 629	14 806	23 247	8 633	8 633
Остаток	1 837	0	2 194	2 396	6 427	5 657	28 904	1 087
Всего в будущем	5 793	0	5 415	10 025	21 233	28 904	9 720	9 720

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 66

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ

СВ АРДАТОВСКИЙ

ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ

ДОКАЗАННЫЕ И

ВЕРОЯТНЫЕ

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ

ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М

СОСТАВНАЯ

МЕСЯЧНАЯ

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ		
Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб. фут

10,00%	132 991
12,00%	117 660
15,00%	98 242
20,00%	73 267
25,00%	54 972

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	2	190 163	202 423	6 727	180 393	192 024	4 869	55,00	2,47
2011	3	469 814	514 846	17 111	444 654	487 279	12 356	60,00	2,47
2012	4	285 397	326 551	10 852	269 282	308 112	7 812	60,00	2,47
2013	4	603 756	718 975	23 895	525 213	625 480	15 861	60,00	2,47
2014	4	368 513	459 740	15 279	312 405	389 710	9 883	60,00	2,47
2015	4	224 520	294 103	9 773	192 250	251 786	6 384	60,00	2,47
2016	4	136 510	188 222	6 256	115 443	159 150	4 036	60,00	2,47
2017	6	447 329	609 182	20 246	375 530	511 496	12 971	60,00	2,47
2018	6	267 614	381 141	12 664	228 207	325 093	8 242	60,00	2,47
2019	6	159 780	238 516	7 928	140 696	210 078	5 327	60,00	2,47
2020	6	95 186	149 302	4 962	82 898	130 061	3 299	60,00	2,47
2021	6	56 565	93 478	3 106	49 509	81 845	2 074	60,00	2,47
2022	6	33 521	58 541	1 946	29 468	51 482	1 306	60,00	2,47
2023	6	19 802	36 673	1 219	17 431	32 297	820	60,00	2,47
Итого		3 358 470	4 271 693	141 964	2 963 379	3 755 893	95 240	59,70	2,47
Остаток		23 251	47 267	1 570	20 509	41 709	1 057	60,00	2,47
Всего в будущем		3 381 721	4 318 960	143 534	2 983 888	3 797 602	96 297	59,70	2,47
Совокупный		440 699	0	8 808					
Окончательный		3 822 420	4 318 960	152 342					

БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М

РОЯЛТИ

Период	от				Итого	Нефть/конденсат, млн.\$		Газ/прод. уст., \$	БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	продукции установок	от газа	прочее					
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	9 922	5 398	12 027	0	27 347	417	697		26 233
2011	26 679	15 310	30 519	0	72 508	1 208	1 846		69 454
2012	16 157	9 681	19 298	0	45 136	815	1 012		43 309
2013	31 513	19 653	39 176	0	90 342	1 758	2 471		86 113
2014	18 744	12 244	24 408	0	55 396	1 041	1 537		52 818
2015	11 535	7 911	15 770	0	35 216	620	991		33 605
2016	6 926	5 001	9 968	0	21 895	364	632		20 899
2017	22 532	16 071	32 036	0	70 639	1 321	2 159		67 159
2018	13 693	10 214	20 362	0	44 269	782	1 361		42 126
2019	8 441	6 601	13 157	0	28 199	453	856		26 890
2020	4 974	4 087	8 146	0	17 207	253	520		16 434
2021	2 971	2 571	5 126	0	10 668	148	322		10 198
2022	1 768	1 618	3 225	0	6 611	86	202		6 323
2023	1 046	1 015	2 023	0	4 084	49	125		3 910
Итого	176 901	117 375	235 241	0	529 517	9 315	14 731		505 471
Остаток	1 230	1 310	2 612	0	5 152	55	160		4 937
Всего в будущем	178 131	118 685	237 853	0	534 669	9 370	14 891		510 408

ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$

БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М

Период	Операционные затраты		Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный		Дисконтированный по 10,00%
	Прочие налоги	Прочие налоги				Годовой	Совокупный	
2009	0	0	20 845	0	20 845	-20 845	-20 845	-20 365
2010	3 586	0	0	4 521	8 107	18 126	-2 719	15 879
2011	10 103	0	38 870	11 277	60 250	9 204	6 485	7 863
2012	5 675	0	23 775	6 954	36 404	6 905	13 390	5 039
2013	9 250	0	1 555	13 795	24 600	61 513	74 903	41 480
2014	5 760	0	630	8 373	14 763	38 055	112 958	23 231
2015	3 736	0	309	5 267	9 312	24 293	137 251	13 424
2016	2 249	0	23 608	3 238	29 095	-8 196	129 055	-3 528
2017	7 581	0	445	10 475	18 501	48 658	177 713	22 035
2018	4 840	0	221	6 501	11 562	30 564	208 277	12 530
2019	3 269	0	107	4 100	7 476	19 414	227 691	7 205
2020	2 207	0	89	2 475	4 771	11 663	239 354	3 917
2021	1 479	0	53	1 518	3 050	7 148	246 502	2 174
2022	906	0	39	930	1 875	4 448	250 950	1 224
2023	597	0	27	567	1 191	2 719	253 669	67
Итого	61 238	0	110 573	79 991	251 802	253 669		132 785
Остаток	808	0	3 773	703	5 284	-347	253 322	206
Всего в будущем	62 046	0	114 346	80 694	257 086	253 322		132 991

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 67

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
СВ АРДАТОВСКИЙ
ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ

ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M	СРЕДНИЕ ЦЕНЫ
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ							10,00%	67 086
							12,00%	61 472
							15,00%	54 097
							20,00%	44 088
							25,00%	36 290

Период	Кол- во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб. фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	1	86 684	92 210	3 064	81 574	86 774	2 200	55,00	2,47
2011	2	193 583	211 447	7 028	182 240	199 057	5 048	60,00	2,47
2012	2	116 429	133 160	4 425	109 700	125 464	3 181	60,00	2,47
2013	2	317 814	376 526	12 514	273 628	324 177	8 220	60,00	2,47
2014	2	196 990	244 088	8 112	168 786	209 141	5 304	60,00	2,47
2015	2	121 864	158 267	5 259	106 238	137 973	3 498	60,00	2,47
2016	2	75 226	102 640	3 411	64 437	87 921	2 230	60,00	2,47
2017	2	46 325	66 580	2 213	39 966	57 441	1 456	60,00	2,47
2018	2	28 450	43 197	1 435	24 982	37 932	962	60,00	2,47
2019	2	17 420	28 032	932	15 706	25 273	641	60,00	2,47
2020	2	10 630	18 197	604	9 488	16 240	412	60,00	2,47
2021	2	6 461	11 813	393	5 791	10 590	268	60,00	2,47
2022	2	3 909	7 670	255	3 517	6 898	175	60,00	2,47
2023	2	2 354	4 983	166	2 118	4 486	114	60,00	2,47
Итого		1 224 139	1 498 810	49 811	1 088 171	1 329 367	33 709	59,63	2,47
Остаток		1 801	4 179	139	1 627	3 772	96	60,00	2,47
Всего в будущем		1 225 940	1 502 989	49 950	1 089 798	1 333 139	33 805	59,63	2,47
Совокупный Окончательный		440 699	0	8 808					
		1 666 639	1 502 989	58 758					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	
2009	0	0	0	0	0	0	0
2010	4 487	2 439	5 435	0	12 361	230	315
2011	10 934	6 255	12 467	0	29 656	568	762
2012	6 582	3 942	7 858	0	18 382	335	472
2013	16 418	10 185	20 304	0	46 907	857	1 250
2014	10 127	6 572	13 099	0	29 798	514	793
2015	6 374	4 335	8 642	0	19 351	304	519
2016	3 866	2 762	5 507	0	12 135	174	331
2017	2 398	1 805	3 597	0	7 800	99	216
2018	1 499	1 192	2 376	0	5 067	57	142
2019	943	794	1 583	0	3 320	34	95
2020	569	510	1 017	0	2 096	20	62
2021	347	333	663	0	1 343	12	39
2022	211	217	433	0	861	7	26
2023	127	141	281	0	549	4	17
Итого	64 882	41 482	83 262	0	189 626	3 215	5 039
Остаток	98	118	236	0	452	3	14
Всего в будущем	64 980	41 600	83 498	0	190 078	3 218	5 053

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтирован Совокупный	Дисконтирован ный по 10,00%
2009	0	0	1 500	0	1 500	-1 500	-1 500	-1 481
2010	1 621	0	0	2 044	3 665	8 151	6 651	7 140
2011	3 800	0	4 674	4 616	13 090	15 236	21 887	12 556
2012	2 048	0	15 878	2 832	20 758	-3 183	18 704	-2 493
2013	4 803	0	850	7 171	12 824	31 976	50 680	21 561
2014	3 072	0	396	4 510	7 978	20 513	71 193	12 520
2015	2 030	0	212	2 900	5 142	13 386	84 579	7 397
2016	1 237	0	97	1 798	3 132	8 498	93 077	4 250
2017	827	0	119	1 144	2 090	5 395	98 472	2 442
2018	549	0	61	734	1 344	3 524	101 996	1 445
2019	383	0	29	475	887	2 304	104 300	854
2020	267	0	23	296	586	1 428	105 728	480
2021	186	0	14	187	387	905	106 633	275
2022	117	0	11	118	246	582	107 215	160
2023	80	0	7	75	162	366	107 581	91
Итого	21 020	0	23 871	28 900	73 791	107 581		67 197
Остаток	70	0	1 329	60	1 459	-1 024	106 557	-111
Всего в будущем	21 090	0	25 200	28 960	75 250	106 557		67 086

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 68

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
СВ АРДАТОВСКИЙ
ИТОГО ВЕРОЯТНЫЕ

ИТОГО ВЕРОЯТНЫЕ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M	СРЕДНИЕ ЦЕНЫ
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ							10,00%	65 905
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ							12,00%	56 188
ЗАМЕЧАНИЯ							15,00%	44 145
							20,00%	29 180
							25,00%	18 682

Период	Кол- во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	1	103 479	110 213	3 663	98 819	105 250	2 669	55,00	2,47
2011	2	276 231	303 399	10 083	262 414	288 222	7 308	60,00	2,47
2012	2	168 968	193 391	6 427	159 582	182 648	4 631	60,00	2,47
2013	2	285 942	342 449	11 381	251 585	301 303	7 641	60,00	2,47
2014	2	171 523	215 652	7 167	143 619	180 569	4 579	60,00	2,47
2015	2	102 656	135 836	4 514	86 012	113 813	2 886	60,00	2,47
2016	2	61 284	85 582	2 845	51 006	71 229	1 806	60,00	2,47
2017	4	401 004	542 602	18 033	335 564	454 055	11 515	60,00	2,47
2018	4	239 164	337 944	11 229	203 225	287 161	7 280	60,00	2,47
2019	4	142 360	210 484	6 996	124 990	184 805	4 686	60,00	2,47
2020	4	84 556	131 105	4 358	73 410	113 821	2 887	60,00	2,47
2021	4	50 104	81 665	2 713	43 718	71 255	1 806	60,00	2,47
2022	4	29 612	50 871	1 691	25 951	44 584	1 131	60,00	2,47
2023	4	17 448	31 690	1 053	15 313	27 811	706	60,00	2,47
Итого		2 134 331	2 772 883	92 153	1 875 208	2 426 526	61 531	59,74	2,47
Остаток		21 450	43 088	1 431	18 882	37 937	961	60,00	2,47
Всего в будущем		2 155 781	2 815 971	93 584	1 894 090	2 464 463	62 492	59,74	2,47
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		2 155 781	2 815 971	93 584					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				Итого	РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее		Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	5 435	2 959	6 592	0	14 986	187	382	14 417
2011	15 745	9 056	18 052	0	42 853	639	1 084	41 130
2012	9 575	5 738	11 440	0	26 753	481	540	25 732
2013	15 095	9 467	18 871	0	43 433	901	1 221	41 311
2014	8 617	5 674	11 310	0	25 601	527	744	24 330
2015	5 161	3 576	7 128	0	15 865	316	472	15 077
2016	3 060	2 238	4 461	0	9 759	190	302	9 267
2017	20 134	14 266	28 439	0	62 839	1 222	1 943	59 674
2018	12 193	9 023	17 985	0	39 201	726	1 218	37 257
2019	7 500	5 806	11 575	0	24 881	418	761	23 702
2020	4 404	3 577	7 129	0	15 110	233	458	14 419
2021	2 624	2 238	4 463	0	9 325	136	283	8 906
2022	1 557	1 401	2 792	0	5 750	79	176	5 495
2023	918	874	1 742	0	3 534	45	108	3 381
Итого	112 018	75 893	151 979	0	339 890	6 100	9 692	324 098
Остаток	1 133	1 192	2 376	0	4 701	52	145	4 504
Всего в будущем	113 151	77 085	154 355	0	344 591	6 152	9 837	328 602

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				Итого	БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M		Дисконтирован ный по 10,00%
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка		Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	19 345	0	19 345	-19 345	-19 345	-18 884
2010	1 965	0	0	2 477	4 442	9 975	-9 370	8 739
2011	6 303	0	34 196	6 662	47 161	-6 031	-15 401	-4 694
2012	3 627	0	7 897	4 121	15 645	10 087	-5 314	7 533
2013	4 447	0	705	6 624	11 776	29 535	24 221	19 919
2014	2 688	0	233	3 863	6 784	17 546	41 767	10 711
2015	1 706	0	98	2 367	4 171	10 906	52 673	6 027
2016	1 012	0	23 511	1 440	25 963	-16 696	35 977	-7 777
2017	517	0	326	9 331	16 411	43 263	79 240	19 592
2018	4 291	0	159	5 767	10 217	27 040	106 280	11 086
2019	2 886	0	79	3 625	6 590	17 112	123 392	6 350
2020	1 940	0	66	2 179	4 185	10 234	133 626	3 437
2021	1 293	0	39	1 331	2 663	6 243	139 869	1 899
2022	789	0	28	812	1 629	3 866	143 735	1 064
2023	6 754	0	19	493	1 029	2 352	146 087	586
Итого	40 218	0	86 701	51 092	178 011	146 087		65 588
Остаток	739	0	2 445	643	3 827	677	146 764	317
Всего в будущем	40 957	0	89 146	51 735	181 838	146 764		65 905

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 69

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ СКВАЖИНА 30 (МУЛИНСКИЙ)

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
НЕ ДОБЫТЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ **МЕСЯЧНАЯ**

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000							10,00%
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000							12,00%
ЗАМЕЧАНИЯ	ПОВТОРНО ЗАКОНЧЕНА ДО ТУРНЕЙСКОГО ГОРИЗОНТА В ДЕКАБРЕ 2007							15,00%
								20,00%
								25,00%

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб. фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2016		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2017		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2018		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2019		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2020		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2021		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2022		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2023		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Итого		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Остаток		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Всего в будущем		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Совокупный		20 904	0	54					
Окончательный		20 904	0	54					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого	0	0	0	0	0	0	0	0
Остаток	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего в будущем	0	0	0	0	0	0	0	0

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$					БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M		
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	по 10,00%
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого	0	0	0	0	0	0	0	0
Остаток	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего в будущем	0	0	0	0	0	0	0	0

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
НЕ ДОБЫТЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

**БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО
НАЛОГА, \$M**

Период	Операционные затраты				Итого	Платеж, млн		Дисконтированный по 10,00%
	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Не дисконтированный Годовой		Совокупный		
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого	0	0	0	0	0	0	0	0
Остаток	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего в будущем	0	0	0	0	0	0	0	0

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 71

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ СКВ. №28 (АРДАТОВСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
НЕ ДОБЫТЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			СОСТАВНАЯ	МЕСЯЧНАЯ
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
	1,000000	0,941046	0,941046	0,941046	50,00	24,80	2,47		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,901927	0,901927	0,901927	60,00	31,42	2,47	10,00%	38 296
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ								12,00%	35 796
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	32 439
								20,00%	27 724
								25,00%	23 882

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	1	86 684	92 210	3 064	81 574	86 774	2 200	55,00	2,47
2011	1	193 583	211 447	7 028	182 240	199 057	5 048	60,00	2,47
2012	1	56 479	64 461	2 142	53 215	60 736	1 540	60,00	2,47
2013	1	99 081	118 186	3 928	85 306	101 754	2 580	60,00	2,47
2014	1	62 572	78 237	2 600	53 613	67 036	1 700	60,00	2,47
2015	1	39 424	51 793	1 721	34 368	45 151	1 145	60,00	2,47
2016	1	24 775	34 285	1 139	21 222	29 369	745	60,00	2,47
2017	1	15 525	22 697	755	13 394	19 581	496	60,00	2,47
2018	1	9 697	15 025	499	8 515	13 194	335	60,00	2,47
2019	1	6 036	9 946	331	5 442	8 967	227	60,00	2,47
2020	1	3 742	6 585	218	3 340	5 877	149	60,00	2,47
2021	1	2 308	4 359	145	2 069	3 907	99	60,00	2,47
2022	1	1 417	2 885	96	1 275	2 595	66	60,00	2,47
2023	1	865	1 910	64	778	1 720	44	60,00	2,47
Итого		602 188	714 026	23 730	546 351	645 718	16 374	59,25	2,47
Остаток		464	1 115	37	419	1 006	25	60,00	2,47
Всего в будущем		602 652	715 141	23 767	546 770	646 724	16 399	59,25	2,47
Совокупный		440 699	0	8 808	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		1 043 351	715 141	32 575	КОЭФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 23,70%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	4 487	2 439	5 435	0	12 361	230	315	11 816
2011	10 934	6 255	12 467	0	29 656	568	762	28 326
2012	3 193	1 908	3 804	0	8 905	162	228	8 515
2013	5 118	3 197	6 373	0	14 688	268	393	14 027
2014	3 217	2 106	4 199	0	9 522	163	254	9 105
2015	2 062	1 419	2 828	0	6 309	98	170	6 041
2016	1 273	923	1 839	0	4 035	58	110	3 867
2017	804	615	1 227	0	2 646	33	74	2 539
2018	511	414	826	0	1 751	19	50	1 682
2019	326	282	562	0	1 170	12	33	1 125
2020	201	185	368	0	754	7	22	725
2021	124	123	245	0	492	4	15	473
2022	76	81	162	0	319	3	10	306
2023	47	54	108	0	209	2	6	201
Итого	32 373	20 001	40 443	0	92 817	1 627	2 442	88 748
Остаток	25	32	63	0	120	0	4	116
Всего в будущем	32 398	20 033	40 506	0	92 937	1 627	2 446	88 864

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 500	0	1 500	-1 500	-1 500	-1 481
2010	1 621	0	0	2 044	3 665	8 151	6 651	7 140
2011	3 800	0	4 674	4 616	13 090	15 236	21 887	12 556
2012	1 054	0	1 279	1 372	3 705	4 810	26 697	3 579
2013	1 505	0	266	2 242	4 013	10 014	36 711	6 752
2014	982	0	127	1 439	2 548	6 557	43 268	4 001
2015	663	0	69	943	1 675	4 366	47 634	2 412
2016	412	0	33	596	1 041	2 826	50 460	1 414
2017	281	0	40	386	707	1 832	52 292	829
2018	190	0	22	253	465	1 217	53 509	499
2019	135	0	10	167	312	813	54 322	301
2020	96	0	8	105	209	516	54 838	173
2021	68	0	5	69	142	331	55 169	101
2022	44	0	4	43	91	215	55 384	59
2023	31	0	3	28	62	139	55 523	35
Итого	10 882	0	8 040	14 303	33 225	55 523		38 370
Остаток	18	0	677	16	711	-595	54 928	-74
Всего в будущем	10 900	0	8 717	14 319	33 936	54 928		38 296

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 72

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ СКВ. №D2AD_3 (АРДАТОВСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
НЕ ДОБЫТЫЕ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M	СОСТАВНАЯ	МЕСЯЧНАЯ
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,942204	0,942204	0,942204	50,00	24,80	2,47	10,00%	28 790
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,903299	0,903299	0,903299	60,00	31,42	2,47	12,00%	25 677
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	21 657
								20,00%	16 364
								25,00%	12 408

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб. фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012	1	59 950	68 699	2 283	56 485	64 728	1 641	60,00	2,47
2013	1	218 733	258 340	8 586	188 322	222 423	5 640	60,00	2,47
2014	1	134 418	165 851	5 512	115 173	142 105	3 604	60,00	2,47
2015	1	82 440	106 474	3 538	71 870	92 822	2 353	60,00	2,47
2016	1	50 451	68 355	2 272	43 215	58 552	1 485	60,00	2,47
2017	1	30 800	43 883	1 458	26 572	37 860	960	60,00	2,47
2018	1	18 753	28 172	936	16 467	24 738	627	60,00	2,47
2019	1	11 384	18 086	601	10 264	16 306	414	60,00	2,47
2020	1	6 888	11 612	386	6 148	10 363	263	60,00	2,47
2021	1	4 153	7 454	248	3 722	6 683	169	60,00	2,47
2022	1	2 492	4 785	159	2 242	4 303	109	60,00	2,47
2023	1	1 489	3 073	102	1 340	2 766	70	60,00	2,47
Итого		621 951	784 784	26 081	541 820	683 649	17 335	60,00	2,47
Остаток		1 337	3 064	102	1 208	2 766	71	60,00	2,47
Всего в будущем		623 288	787 848	26 183	543 028	686 415	17 406	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		623 288	787 848	26 183	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 23,70%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	
2009	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0
2012	3 389	2 034	4 054	0	9 477	172	9 061
2013	11 299	6 988	13 931	0	32 218	590	30 771
2014	6 911	4 465	8 900	0	20 276	351	19 386
2015	4 312	2 917	5 814	0	13 043	205	12 489
2016	2 593	1 839	3 667	0	8 099	117	7 762
2017	1 594	1 190	2 372	0	5 156	66	4 947
2018	988	777	1 549	0	3 314	37	3 184
2019	616	513	1 021	0	2 150	23	2 066
2020	369	325	649	0	1 343	13	1 291
2021	223	210	419	0	852	8	819
2022	135	135	269	0	539	4	519
2023	80	87	174	0	341	3	327
Итого	32 509	21 480	42 819	0	96 808	1 589	92 622
Остаток	73	87	173	0	333	2	321
Всего в будущем	32 582	21 567	42 992	0	97 141	1 591	92 943

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			Дисконтированный по 10,00%
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	-6 072
2012	994	0	14 599	1 459	17 052	-7 991	-7 991	14 809
2013	3 298	0	584	4 929	8 811	21 960	13 969	8 519
2014	2 090	0	269	3 072	5 431	13 955	27 924	4 984
2015	1 367	0	143	1 957	3 467	9 022	36 946	2 837
2016	825	0	64	1 202	2 091	5 671	42 617	1 614
2017	546	0	79	757	1 382	3 565	46 182	945
2018	359	0	40	482	881	2 303	48 485	553
2019	248	0	18	308	574	1 492	49 977	307
2020	171	0	15	190	376	915	50 892	175
2021	117	0	9	120	246	573	51 465	100
2022	74	0	7	74	155	364	51 829	56
2023	49	0	4	46	99	228	52 057	0
Итого	10 138	0	15 831	14 596	40 565	52 057		28 827
Остаток	52	0	652	45	749	-428	51 629	-37
Всего в будущем	10 190	0	16 483	14 641	41 314	51 629		28 790

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 73

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ СКВ. №D2AD_1 (АРДАТОВСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕ ДОБЫТЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,949980	0,949980	0,949980	50,00	24,80	2,47	10,00%	24 331
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,878906	0,878906	0,878906	60,00	31,42	2,47	12,00%	21 723
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	18 314
								20,00%	13 739
								25,00%	10 240

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб. фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011	1	49 808	55 546	1 846	47 317	52 767	1 338	60,00	2,47
2012	1	104 468	119 479	3 971	98 664	112 842	2 861	60,00	2,47
2013	1	175 369	209 793	6 972	154 298	184 586	4 681	60,00	2,47
2014	1	103 944	130 488	4 337	87 034	109 260	2 771	60,00	2,47
2015	1	61 458	81 162	2 697	51 494	68 003	1 724	60,00	2,47
2016	1	36 240	50 482	1 678	30 162	42 015	1 065	60,00	2,47
2017	1	21 306	31 399	1 043	17 828	26 275	667	60,00	2,47
2018	1	12 483	19 530	649	10 608	16 595	420	60,00	2,47
2019	1	7 287	12 147	404	6 397	10 666	271	60,00	2,47
2020	1	4 234	7 556	251	3 677	6 559	166	60,00	2,47
2021	1	2 450	4 699	156	2 137	4 100	104	60,00	2,47
2022	1	1 408	2 923	97	1 234	2 562	65	60,00	2,47
2023	1	804	1 818	61	706	1 596	41	60,00	2,47
Итого		581 259	727 022	24 162	511 556	637 826	16 174	60,00	2,47
Остаток		292	710	23	256	624	15	60,00	2,47
Всего в будущем		581 551	727 732	24 185	511 812	638 450	16 189	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		581 551	727 732	24 185	КОЭФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 23,70%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	2 839	1 658	3 305	0	7 802	115	199	7 488
2012	5 920	3 545	7 068	0	16 533	297	333	15 903
2013	9 258	5 800	11 561	0	26 619	553	748	25 318
2014	5 222	3 433	6 843	0	15 498	319	450	14 729
2015	3 089	2 137	4 259	0	9 485	190	282	9 013
2016	1 810	1 320	2 631	0	5 761	112	178	5 471
2017	1 070	825	1 646	0	3 541	65	112	3 364
2018	636	522	1 040	0	2 198	38	71	2 089
2019	384	335	668	0	1 387	21	44	1 322
2020	221	206	410	0	837	12	26	799
2021	128	129	257	0	514	7	16	491
2022	74	80	161	0	315	3	11	301
2023	42	50	100	0	192	2	6	184
Итого	30 693	20 040	39 949	0	90 682	1 734	2 476	86 472
Остаток	16	20	39	0	75	1	2	72
Всего в будущем	30 709	20 060	39 988	0	90 757	1 735	2 478	86 544

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	916	0	11 740	1 209	13 865	-6 377	-8 278	-5 129
2012	2 242	0	4 879	2 547	9 668	6 235	-2 043	4 656
2013	2 725	0	432	4 061	7 218	18 100	16 057	12 209
2014	1 627	0	141	2 339	4 107	10 622	26 679	6 485
2015	1 020	0	58	1 416	2 494	6 519	33 198	3 603
2016	597	0	18	850	1 465	4 006	37 204	2 004
2017	384	0	19	516	919	2 445	39 649	1 108
2018	243	0	9	317	569	1 520	41 169	623
2019	162	0	4	197	363	959	42 128	356
2020	109	0	4	117	230	569	42 697	191
2021	72	0	2	71	145	346	43 043	105
2022	44	0	1	43	88	213	43 256	59
2023	28	0	1	25	54	130	43 386	32
Итого	10 169	0	19 209	13 708	43 086	43 386		24 409
Остаток	12	0	635	10	657	-585	42 801	-78
Всего в будущем	10 181	0	19 844	13 718	43 743	42 801		24 331

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 74

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ СКВ. №D2AD_2 (АРДАТОВСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕ ДОБЫТЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ **МЕСЯЧНАЯ**

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,954969	0,954969	0,954969	50,00	24,80	2,47	10,00%
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,878906	0,878906	0,878906	60,00	31,42	2,47	12,00%
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%
								20,00%
								25,00%
УГЛУБЛЕНИЕ 61								16 344
								14 354
								11 724
								8 126
								5 300

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	1	103 479	110 213	3 663	98 819	105 250	2 669	55,00	2,47
2011	1	226 423	247 853	8 237	215 097	235 455	5 970	60,00	2,47
2012	1	64 500	73 912	2 456	60 918	69 806	1 770	60,00	2,47
2013	1	110 573	132 656	4 409	97 287	116 717	2 960	60,00	2,47
2014	1	67 579	85 164	2 830	56 585	71 309	1 808	60,00	2,47
2015	1	41 198	54 674	1 817	34 518	45 810	1 162	60,00	2,47
2016	1	25 044	35 100	1 167	20 844	29 214	741	60,00	2,47
2017	1	15 176	22 534	749	12 700	18 856	478	60,00	2,47
2018	1	9 165	14 467	480	7 787	12 293	312	60,00	2,47
2019	1	5 512	9 287	309	4 839	8 154	206	60,00	2,47
2020	1	3 300	5 962	198	2 865	5 176	132	60,00	2,47
2021	1	1 965	3 828	127	1 715	3 340	84	60,00	2,47
2022	1	1 164	2 457	82	1 020	2 154	55	60,00	2,47
2023	1	683	1 578	52	600	1 384	35	60,00	2,47
Итого		675 761	799 685	26 576	615 594	724 918	18 382	60,00	2,47
Остаток		156	384	13	137	338	9	60,00	2,47
Всего в будущем		675 917	800 069	26 589	615 731	725 256	18 391	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		675 917	800 069	26 589	КОЭФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 23,70%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	5 435	2 959	6 592	0	14 986	187	382	14 417
2011	12 906	7 398	14 747	0	35 051	524	886	33 641
2012	3 655	2 193	4 372	0	10 220	183	206	9 831
2013	5 837	3 667	7 311	0	16 815	349	473	15 993
2014	3 395	2 241	4 466	0	10 102	207	294	9 601
2015	2 071	1 439	2 869	0	6 379	128	190	6 061
2016	1 251	918	1 830	0	3 999	77	124	3 798
2017	762	592	1 181	0	2 535	46	80	2 409
2018	467	387	770	0	1 624	28	52	1 544
2019	291	256	510	0	1 057	16	34	1 007
2020	171	162	325	0	658	9	21	628
2021	103	105	209	0	417	6	13	398
2022	62	68	135	0	265	3	9	253
2023	36	44	86	0	166	2	5	159
Итого	36 442	22 429	45 403	0	104 274	1 765	2 769	99 740
Остаток	8	10	22	0	40	0	1	39
Всего в будущем	36 450	22 439	45 425	0	104 314	1 765	2 770	99 779

Период	ВЫЧЕТЫ МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА \$M		
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный по 10 00%
2009	0	0	13 641	0	13 641	-13 641	-13 203
2010	1 965	0	0	2 477	4 442	9 975	8 738
2011	5 387	0	22 456	5 453	33 296	345	435
2012	1 385	0	3 018	1 574	5 977	3 854	2 876
2013	1 722	0	274	2 563	4 559	11 434	7 711
2014	1 061	0	92	1 524	2 677	6 924	4 226
2015	686	0	39	951	1 676	4 385	2 424
2016	415	0	13	590	1 018	2 780	1 390
2017	275	0	13	369	657	1 752	793
2018	180	0	7	233	420	1 124	461
2019	124	0	3	150	277	730	271
2020	85	0	3	92	180	448	150
2021	59	0	2	57	118	280	86
2022	37	0	1	36	74	179	49
2023	24	0	1	22	47	112	28
Итого	13 405	0	39 563	16 091	69 059	30 681	16 435
Остаток	7	0	700	5	712	-673	-91
Всего в будущем	13 412	0	40 263	16 096	69 771	30 008	16 344

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 75

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ СКВ. №D2AD_4 (АРДАТОВСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕ ДОБЫТЫЕ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M	СОСТАВНАЯ	МЕСЯЧНАЯ
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут			
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,832291	0,832291	0,832291	50,00	24,80	2,47	10,00%		15 970
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,886635	0,886635	0,886635	60,00	31,42	2,47	12,00%		12 853
ЗАМЕЧАНИЯ	УГЛУБЛЕНИЕ 61							15,00%		9 189
								20,00%		5 027
								25,00%		2 456

Период	Кол- во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат т, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2016		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2017	1	213 281	284 578	9 458	178 476	238 138	6 039	60,00	2,47
2018	1	127 377	177 004	5 882	108 236	150 406	3 813	60,00	2,47
2019	1	75 941	110 094	3 659	66 676	96 662	2 451	60,00	2,47
2020	1	45 192	68 477	2 276	39 234	59 450	1 508	60,00	2,47
2021	1	26 837	42 592	1 415	23 417	37 163	942	60,00	2,47
2022	1	15 902	26 492	881	13 936	23 217	589	60,00	2,47
2023	1	9 400	16 477	547	8 249	14 461	367	60,00	2,47
Итого		513 930	725 714	24 118	438 224	619 497	15 709	60,00	2,47
Остаток		12 559	24 831	825	11 057	21 865	554	60,00	2,47
Всего в будущем		526 489	750 545	24 943	449 281	641 362	16 263	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		526 489	750 545	24 943	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 23,70%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	10 709	7 482	14 915	0	33 106	650	1 019	31 437
2018	6 494	4 726	9 420	0	20 640	386	638	19 616
2019	4 000	3 037	6 055	0	13 092	224	398	12 470
2020	2 354	1 868	3 723	0	7 945	124	240	7 581
2021	1 405	1 168	2 328	0	4 901	73	147	4 681
2022	837	729	1 454	0	3 020	42	92	2 886
2023	494	455	906	0	1 855	24	56	1 775
Итого	26 293	19 465	38 801	0	84 559	1 523	2 590	80 446
Остаток	664	687	1 369	0	2 720	31	84	2 605
Всего в будущем	26 957	20 152	40 170	0	87 279	1 554	2 674	83 051

Период	ВЫЧЕТЫ МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА \$M			Дисконтирован ный по 10 00%
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2014	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2015	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2016	0	0	11 740	0	11 740	-11 740	-13 641	-5 586
2017	3 553	0	172	4 931	8 656	22 781	9 140	10 316
2018	2 256	0	84	3 048	5 388	14 228	23 368	5 834
2019	1 516	0	41	1 915	3 472	8 998	32 366	3 339
2020	1 018	0	35	1 151	2 204	5 377	37 743	1 806
2021	678	0	20	704	1 402	3 279	41 022	997
2022	413	0	15	429	857	2 029	43 051	559
2023	271	0	10	260	541	1 234	44 285	307
Итого	9 705	0	14 018	12 438	36 161	44 285		15 679
Остаток	427	0	633	374	1 434	1 171	45 456	291
Всего в будущем	10 132	0	14 651	12 812	37 595	45 456		15 970

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 76

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ СКВ. №D2AD_5 (АРДАТОВСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК

ВЕРОЯТНЫЕ

НЕ ДОБЫТЫЕ

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ

ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M

СОСТАВНАЯ

МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
	1,000000	0,832291	0,832291	0,832291	50,00	24,80	2,47	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,884755	0,884755	0,884755	60,00	31,42	2,47	10,00%
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ								12,00%
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%
УГЛУБЛЕНИЕ 61								20,00%
								25,00%
								9 260
								7 258
								4 918
								2 288
								687

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2016		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2017	1	151 241	204 091	6 783	126 560	170 786	4 331	60,00	2,47
2018	1	90 139	126 943	4 218	76 594	107 867	2 735	60,00	2,47
2019	1	53 620	78 956	2 624	47 078	69 323	1 758	60,00	2,47
2020	1	31 830	49 110	1 633	27 634	42 636	1 081	60,00	2,47
2021	1	18 852	30 546	1 015	16 449	26 652	676	60,00	2,47
2022	1	11 138	18 999	631	9 761	16 651	422	60,00	2,47
2023	1	6 561	11 817	393	5 758	10 370	263	60,00	2,47
Итого		363 381	520 462	17 297	309 834	444 285	11 266	60,00	2,47
Остаток		8 443	17 163	570	7 432	15 110	383	60,00	2,47
Всего в будущем		371 824	537 625	17 867	317 266	459 395	11 649	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		371 824	537 625	17 867	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 23,70%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	7 594	5 366	10 697	0	23 657	461	731	22 465
2018	4 595	3 389	6 756	0	14 740	273	457	14 010
2019	2 825	2 178	4 342	0	9 345	158	286	8 901
2020	1 658	1 340	2 670	0	5 668	88	172	5 408
2021	987	837	1 669	0	3 493	51	105	3 337
2022	586	524	1 043	0	2 153	29	66	2 058
2023	345	325	650	0	1 320	17	40	1 263
Итого	18 590	13 959	27 827	0	60 376	1 077	1 857	57 442
Остаток	446	475	946	0	1 867	21	58	1 788
Всего в будущем	19 036	14 434	28 773	0	62 243	1 098	1 915	59 230

Период	ВЫЧЕТЫ МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА \$M			Дисконтированный по 10 00%
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2014	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2015	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2016	0	0	11 740	0	11 740	-11 740	-13 641	-5 586
2017	2 542	0	123	3 515	6 180	16 285	2 644	7 375
2018	1 613	0	60	2 170	3 843	10 167	12 811	4 168
2019	1 083	0	30	1 363	2 476	6 425	19 236	2 384
2020	728	0	24	818	1 570	3 838	23 074	1 290
2021	484	0	15	499	998	2 339	25 413	711
2022	295	0	10	304	609	1 449	26 862	398
2023	193	0	8	185	386	877	27 739	219
Итого	6 938	0	13 911	8 854	29 703	27 739		9 066
Остаток	294	0	477	255	1 026	762	28 501	194
Всего в будущем	7 232	0	14 388	9 109	30 729	28 501		9 260

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 77

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ

СВ МУЛЛИНСКИЙ

ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ

ДОКАЗАННЫЕ И

ВЕРОЯТНЫЕ

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ

ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М

СОСТАВНАЯ

МЕСЯЧНАЯ

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ		
Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб. фут

10,00%	242 221
12,00%	197 691
15,00%	146 044
20,00%	88 077
25,00%	52 344

РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.

ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ

СРЕДНИЕ ЦЕНЫ

Период	Кол-во скв.	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб. фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	1	188 792	44 719	1 125	177 662	42 083	875	55,00	2,47
2011	1	134 272	59 632	801	126 404	56 138	507	60,00	2,47
2012	1	85 455	37 952	509	80 516	35 758	323	60,00	2,47
2013	3	470 187	208 816	2 803	407 683	181 058	1 637	60,00	2,47
2014	3	531 395	236 000	3 168	449 387	199 578	1 804	60,00	2,47
2015	5	717 210	318 523	4 275	619 071	274 937	2 486	60,00	2,47
2016	8	2 590 218	1 150 351	15 441	2 167 047	962 415	8 699	60,00	2,47
2017	10	3 028 134	1 344 832	18 052	2 541 819	1 128 855	10 202	60,00	2,47
2018	12	3 260 944	1 448 229	19 439	2 777 031	1 233 318	11 147	60,00	2,47
2019	12	2 080 428	923 946	12 400	1 830 404	812 905	7 349	60,00	2,47
2020	12	1 453 982	645 732	8 670	1 265 359	561 962	5 078	60,00	2,47
2021	12	1 077 673	478 610	6 423	942 721	418 676	3 787	60,00	2,47
2022	12	832 509	369 728	4 965	731 493	324 868	2 935	60,00	2,47
2023	12	663 225	294 545	3 951	583 613	259 189	2 344	60,00	2,47
Итого		17 114 424	7 561 615	102 022	14 700 210	6 491 740	59 173	59,94	2,47
Остаток		2 642 143	1 173 413	15 751	2 344 463	1 041 206	9 412	60,00	2,47
Всего в будущем		19 756 567	8 735 028	117 773	17 044 673	7 532 946	68 585	59,95	2,47
Совокупный		63 709	0	262					
Окончательный		19 820 276	8 735 028	118 035					

БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М

РОЯЛТИ

БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М

Период	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	9 771	1 183	2 160	0	13 114	500	134	12 480
2011	7 585	1 764	1 254	0	10 603	395	123	10 085
2012	4 831	1 123	798	0	6 752	245	76	6 431
2013	24 461	5 689	4 042	0	34 192	1 337	406	32 449
2014	26 963	6 271	4 456	0	37 690	1 527	454	35 709
2015	37 144	8 638	6 138	0	51 920	1 894	606	49 420
2016	130 023	30 240	21 487	0	181 750	7 658	2 280	171 812
2017	152 509	35 468	25 203	0	213 180	8 956	2 726	201 498
2018	166 622	38 751	27 536	0	232 909	9 669	2 967	220 273
2019	109 824	25 541	18 149	0	153 514	5 956	1 900	145 658
2020	75 922	17 657	12 546	0	106 125	3 899	1 286	100 940
2021	56 563	13 155	9 348	0	79 066	2 833	944	75 289
2022	43 890	10 207	7 253	0	61 350	2 142	729	58 479
2023	35 016	8 144	5 786	0	48 946	1 663	575	46 708
Итого	881 124	203 831	146 156	0	1 231 111	48 674	15 206	1 167 231
Остаток	140 668	32 715	23 246	0	196 629	5 789	2 257	188 583
Всего в будущем	1 021 792	236 546	169 402	0	1 427 740	54 463	17 463	1 355 814

ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$

БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М

Период	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	16 811	0	16 811	-16 811	-16 811	-16 676
2010	1 541	0	3 765	3 054	8 360	4 120	-12 691	3 705
2011	1 105	0	1 523	2 423	5 051	5 034	-7 657	4 152
2012	642	0	15 486	1 543	17 671	-11 240	-18 897	-7 841
2013	2 642	0	15 070	7 812	25 524	6 925	-11 972	4 588
2014	2 979	0	375	8 612	11 966	23 743	11 771	14 502
2015	4 167	0	73 701	11 864	89 732	-40 312	-28 541	-21 544
2016	14 006	0	29 924	41 528	85 458	86 354	57 813	43 800
2017	17 289	0	30 568	48 710	96 567	104 931	162 744	47 914
2018	19 259	0	975	53 218	73 452	146 821	309 565	60 202
2019	13 651	0	506	35 077	49 234	96 424	405 989	35 756
2020	10 583	0	485	24 249	35 317	65 623	471 612	22 015
2021	8 602	0	354	18 066	27 022	48 267	519 879	14 652
2022	6 564	0	317	14 018	20 899	37 580	557 459	10 324
2023	5 629	0	289	11 184	17 102	29 606	587 065	7 360
Итого	108 659	0	190 149	281 358	580 166	587 065		222 909
Остаток	25 561	0	10 661	44 928	81 150	107 433	694 498	19 312
Всего в будущем	134 220	0	200 810	326 286	661 316	694 498		242 221

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 78

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
СВ МУЛЛИНСКИЙ
ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ

ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М СОСТАВНАЯ	МЕСЯЧНАЯ
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ							10,00%	42 536
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ							12,00%	36 681
ЗАМЕЧАНИЯ							15,00%	29 647
							20,00%	21 292
							25,00%	15 730

Период	Кол- во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб. фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	1	188 792	44 719	1 125	177 662	42 083	875	55,00	2,47
2011	1	134 272	59 632	801	126 404	56 138	507	60,00	2,47
2012	1	85 455	37 952	509	80 516	35 758	323	60,00	2,47
2013	2	318 386	141 399	1 898	274 121	121 741	1 101	60,00	2,47
2014	2	227 753	101 149	1 358	195 144	86 666	783	60,00	2,47
2015	4	535 001	237 601	3 189	466 404	207 135	1 873	60,00	2,47
2016	4	462 395	205 356	2 757	396 078	175 904	1 589	60,00	2,47
2017	4	302 659	134 414	1 803	261 118	115 966	1 049	60,00	2,47
2018	4	214 901	95 440	1 282	188 705	83 807	756	60,00	2,47
2019	4	161 107	71 551	960	145 249	64 507	584	60,00	2,47
2020	4	125 535	55 751	749	112 042	49 759	449	60,00	2,47
2021	4	100 617	44 684	599	90 201	40 060	363	60,00	2,47
2022	4	82 412	36 601	493	74 109	32 912	297	60,00	2,47
2023	4	68 623	30 477	408	61 795	27 445	249	60,00	2,47
Итого		3 007 908	1 296 726	17 931	2 649 548	1 139 881	10 798	59,66	2,47
Остаток		246 131	109 311	1 467	222 792	98 944	894	60,00	2,47
Всего в будущем		3 254 039	1 406 037	19 398	2 872 340	1 238 825	11 692	59,69	2,47

Совокупный
Окончательный

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	9 771	1 183	2 160	0	13 114	500	134	12 480
2011	7 585	1 764	1 254	0	10 603	395	123	10 085
2012	4 831	1 123	798	0	6 752	245	76	6 431
2013	16 447	3 825	2 718	0	22 990	859	269	21 862
2014	11 709	2 723	1 935	0	16 367	594	187	15 586
2015	27 984	6 509	4 624	0	39 117	1 322	446	37 339
2016	23 765	5 527	3 928	0	33 220	1 070	378	31 772
2017	15 667	3 643	2 589	0	21 899	650	249	21 000
2018	11 322	2 633	1 871	0	15 826	428	180	15 218
2019	8 715	2 027	1 440	0	12 182	315	139	11 728
2020	6 722	1 564	1 111	0	9 397	238	107	9 052
2021	5 412	1 258	894	0	7 564	188	86	7 290
2022	4 447	1 034	735	0	6 216	151	71	5 994
2023	3 708	863	613	0	5 184	122	59	5 003
Итого	158 085	35 676	26 670	0	220 431	7 087	2 504	210 840
Остаток	13 367	3 109	2 209	0	18 685	408	213	18 064
Всего в будущем	171 452	38 785	28 879	0	239 116	7 495	2 717	228 904

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтирован ный по 10,00%	Совокупный
2009	0	0	1 600	0	1 600	-1 600	-1 600	-1 529
2010	1 541	0	3 765	3 054	8 360	4 120	2 520	3 706
2011	1 105	0	1 523	2 423	5 051	5 034	7 554	4 152
2012	642	0	15 487	1 543	17 672	-11 241	-3 687	-7 842
2013	1 788	0	460	5 253	7 501	14 361	10 674	9 616
2014	1 284	0	199	3 740	5 223	10 363	21 037	6 325
2015	3 124	0	29 799	8 937	41 860	-4 521	16 516	-2 949
2016	2 545	0	243	7 591	10 379	21 393	37 909	10 703
2017	1 755	0	308	5 004	7 067	13 933	51 842	6 305
2018	1 301	0	177	3 616	5 094	10 124	61 966	4 145
2019	1 081	0	97	2 783	3 961	7 767	69 733	2 877
2020	932	0	97	2 148	3 177	5 875	75 608	1 970
2021	819	0	75	1 728	2 622	4 668	80 276	1 416
2022	661	0	71	1 420	2 152	3 842	84 118	1 055
2023	592	0	66	1 185	1 843	3 160	87 278	785
Итого	19 170	0	53 967	50 425	123 562	87 278		40 735
Остаток	2 313	0	2 150	4 269	8 732	9 332	96 610	1 801
Всего в будущем	21 483	0	56 117	54 694	132 294	96 610		42 536

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 79

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
СВ МУЛЛИНСКИЙ
ИТОГО ВЕРОЯТНЫЕ

ИТОГО ВЕРОЯТНЫЕ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М	СОСТАВНАЯ	МЕСЯЧНАЯ
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ									
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ									
ЗАМЕЧАНИЯ									
							10,00%		199 684
							12,00%		161 010
							15,00%		116 397
							20,00%		66 785
							25,00%		36 614

Период	Кол- во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013	1	151 801	67 417	905	133 562	59 317	536	60,00	2,47
2014	1	303 642	134 851	1 810	254 243	112 912	1 021	60,00	2,47
2015	1	182 209	80 922	1 086	152 667	67 802	613	60,00	2,47
2016	4	2 127 823	944 995	12 684	1 770 969	786 511	7 110	60,00	2,47
2017	6	2 725 475	1 210 418	16 249	2 280 701	1 012 889	9 153	60,00	2,47
2018	8	3 046 043	1 352 789	18 157	2 588 326	1 149 511	10 391	60,00	2,47
2019	8	1 919 321	852 395	11 440	1 685 155	748 398	6 765	60,00	2,47
2020	8	1 328 447	589 981	7 921	1 153 317	512 203	4 629	60,00	2,47
2021	8	977 056	433 926	5 824	852 520	378 616	3 424	60,00	2,47
2022	8	750 097	333 127	4 472	657 384	291 956	2 638	60,00	2,47
2023	8	594 602	264 068	3 543	521 818	231 744	2 095	60,00	2,47
Итого		14 106 516	6 264 889	84 091	12 050 662	5 351 859	48 375	60,00	2,47
Остаток		2 396 012	1 064 102	14 284	2 121 671	942 262	8 518	60,00	2,47
Всего в будущем		16 502 528	7 328 991	98 375	14 172 333	6 294 121	56 893	60,00	2,47
Совокупный		0							
Окончательный		16 502 528	7 328 991	98 375					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М	
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	8 014	1 864	1 324	0	11 202	478	137	10 587
2014	15 254	3 547	2 521	0	21 322	932	266	20 124
2015	9 160	2 131	1 514	0	12 805	563	161	12 081
2016	106 258	24 712	17 560	0	148 530	6 588	1 902	140 040
2017	136 843	31 825	22 614	0	191 282	8 306	2 477	180 499
2018	155 299	36 118	25 664	0	217 081	9 241	2 786	205 054
2019	101 109	23 514	16 709	0	141 332	5 641	1 762	133 929
2020	69 199	16 094	11 435	0	96 728	3 661	1 179	91 888
2021	51 152	11 896	8 453	0	71 501	2 645	858	67 998
2022	39 443	9 173	6 518	0	55 134	1 991	658	52 485
2023	31 309	7 281	5 174	0	43 764	1 541	517	41 706
Итого	723 040	168 155	119 486	0	1 010 681	41 587	12 703	956 391
Остаток	127 300	29 606	21 037	0	177 943	5 381	2 044	170 518
Всего в будущем	850 340	197 761	140 523	0	1 188 624	46 968	14 747	1 126 909

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	Дисконтирован ный по 10,00%
2009	0	0	15 211	0	15 211	-15 211	-15 211	-15 148
2010	0	0	0	0	0	0	-15 211	0
2011	0	0	0	0	0	0	-15 211	0
2012	0	0	0	0	0	0	-15 211	0
2013	855	0	14 610	2 560	18 025	-7 438	-22 649	-5 027
2014	1 695	0	175	4 872	6 742	13 382	-9 267	8 177
2015	1 041	0	43 902	2 925	47 868	-35 787	-45 054	-18 595
2016	11 463	0	29 682	33 938	75 083	64 957	19 903	33 097
2017	15 533	0	30 259	43 707	89 499	91 000	110 903	41 609
2018	17 959	0	797	49 601	68 357	136 697	247 600	56 058
2019	12 569	0	410	32 294	45 273	88 656	336 256	32 878
2020	9 651	0	388	22 101	32 140	59 748	396 004	20 046
2021	7 782	0	278	16 337	24 397	43 601	439 605	13 235
2022	5 904	0	247	12 598	18 749	33 736	473 341	9 269
2023	5 037	0	223	10 000	15 260	26 446	499 787	6 575
Итого	89 489	0	136 182	230 933	456 604	499 787		182 174
Остаток	23 248	0	8 511	40 659	72 418	98 100	597 887	17 510
Всего в будущем	112 737	0	144 693	271 592	529 022	597 887		199 684

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 80

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ 6M01H (МУЛЛИНСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК

ДОКАЗАННЫЕ

НЕ ОСВОЕННЫЕ

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ

ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M

СОСТАВНАЯ

МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб. фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,860969	0,860969	0,860969	50,00	24,80	2,47	10,00%
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,904827	0,904827	0,904827	60,00	31,42	2,47	12,00%
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%
								20,00%
								25,00%
								11 952
								10 145
								7 945
								5 286
								3 496

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб. фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013	1	259 221	115 123	1 545	223 181	99 118	896	60,00	2,47
2014	1	184 363	81 879	1 099	157 967	70 155	634	60,00	2,47
2015	1	117 334	52 109	700	102 290	45 428	411	60,00	2,47
2016	1	81 237	36 079	484	69 586	30 904	279	60,00	2,47
2017	1	59 577	26 459	355	51 399	22 827	206	60,00	2,47
2018	1	45 560	20 233	272	40 007	17 768	161	60,00	2,47
2019	1	35 970	15 975	214	32 429	14 402	130	60,00	2,47
2020	1	29 119	12 932	174	25 989	11 542	104	60,00	2,47
2021	1	24 055	10 683	143	21 566	9 578	87	60,00	2,47
2022	1	20 207	8 974	121	18 170	8 069	73	60,00	2,47
2023	1	17 154	7 619	102	15 447	6 861	62	60,00	2,47
Итого		873 797	388 065	5 209	758 031	336 652	3 043	60,00	2,47
Остаток		62 524	27 768	373	56 457	25 073	227	60,00	2,47
Всего в будущем		936 321	415 833	5 582	814 488	361 725	3 270	60,00	2,47

Совокупный Окончательный 0 0 0 (А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 32,66%

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	13 391	3 114	2 213	0	18 718	699	218	17 801
2014	9 478	2 205	1 566	0	13 249	481	152	12 616
2015	6 137	1 427	1 014	0	8 578	293	98	8 187
2016	4 175	971	690	0	5 836	188	66	5 582
2017	3 084	717	510	0	4 311	127	50	4 134
2018	2 401	558	397	0	3 356	91	38	3 227
2019	1 946	453	321	0	2 720	70	31	2 619
2020	1 559	363	258	0	2 180	56	25	2 099
2021	1 294	300	214	0	1 808	45	20	1 743
2022	1 090	254	180	0	1 524	37	17	1 470
2023	927	216	153	0	1 296	30	15	1 251
Итого	45 482	10 578	7 516	0	63 576	2 117	730	60 729
Остаток	3 387	787	560	0	4 734	104	54	4 576
Всего в будущем	48 869	11 365	8 076	0	68 310	2 221	784	65 305

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			Дисконтированный по 10,00%
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	14 610	0	14 610	-14 610	-14 610	-10 353
2013	1 453	0	388	4 277	6 118	11 683	-2 927	7 809
2014	1 039	0	161	3 027	4 227	8 389	5 462	5 123
2015	687	0	86	1 960	2 733	5 454	10 916	3 013
2016	447	0	43	1 334	1 824	3 758	14 674	1 878
2017	346	0	62	985	1 393	2 741	17 415	1 240
2018	276	0	37	767	1 080	2 147	19 562	878
2019	241	0	22	621	884	1 735	21 297	642
2020	217	0	23	498	738	1 361	22 658	457
2021	195	0	18	413	626	1 117	23 775	338
2022	163	0	17	349	529	941	24 716	259
2023	148	0	16	296	460	791	25 507	196
Итого	5 212	0	15 483	14 527	35 222	25 507		11 480
Остаток	579	0	530	1 081	2 190	2 386	27 893	472
Всего в будущем	5 791	0	16 013	15 608	37 412	27 893		11 952

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 81

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ GMO2H (МУЛЛИНСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
РАЗБУРЕННЫЕ, НО НЕ ДОБЫТЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			СОСТАВНАЯ	МЕСЯЧНАЯ
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,941046	0,941046	0,941046	50,00	24,80	2,47	10,00%
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,903299	0,903299	0,903299	60,00	31,42	2,47	12,00%
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%
								20,00%
								25,00%
								14 923
								13 852
								12 448
								10 539
								9 031

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	1	188 792	44 719	1 125	177 662	42 083	875	55,00	2,47
2011	1	134 272	59 632	801	126 404	56 138	507	60,00	2,47
2012	1	85 455	37 952	509	80 516	35 758	323	60,00	2,47
2013	1	59 165	26 276	353	50 940	22 623	205	60,00	2,47
2014	1	43 390	19 270	259	37 177	16 511	149	60,00	2,47
2015	1	33 182	14 737	197	28 928	12 847	116	60,00	2,47
2016	1	26 197	11 634	157	22 439	9 966	90	60,00	2,47
2017	1	21 207	9 418	126	18 297	8 125	74	60,00	2,47
2018	1	17 520	7 781	104	15 384	6 833	61	60,00	2,47
2019	1	14 716	6 536	88	13 268	5 892	54	60,00	2,47
2020	1	12 493	5 548	75	11 150	4 952	44	60,00	2,47
2021	1	10 620	4 716	63	9 520	4 228	39	60,00	2,47
2022	1	9 026	4 009	54	8 117	3 605	32	60,00	2,47
2023	1	7 673	3 408	46	6 909	3 069	28	60,00	2,47
Итого		663 708	255 636	3 957	606 711	232 630	2 597	58,54	2,47
Остаток		8 796	3 906	52	7 937	3 524	32	60,00	2,47
Всего в будущем		672 504	259 542	4 009	614 648	236 154	2 629	58,55	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		672 504	259 542	4 009	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 0,00%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	9 771	1 183	2 160	0	13 114	500	134	12 480
2011	7 585	1 764	1 254	0	10 603	395	123	10 085
2012	4 831	1 123	798	0	6 752	245	76	6 431
2013	3 056	711	505	0	4 272	160	50	4 062
2014	2 231	519	369	0	3 119	113	36	2 970
2015	1 735	404	286	0	2 425	83	28	2 314
2016	1 347	313	223	0	1 883	60	21	1 802
2017	1 097	255	181	0	1 533	46	18	1 469
2018	924	215	153	0	1 292	35	14	1 243
2019	796	185	131	0	1 112	28	13	1 071
2020	669	155	111	0	935	24	11	900
2021	571	133	94	0	798	20	9	769
2022	487	114	81	0	682	16	7	659
2023	414	96	68	0	578	14	7	557
Итого	35 514	7 170	6 414	0	49 098	1 739	547	46 812
Остаток	477	111	79	0	667	15	8	644
Всего в будущем	35 991	7 281	6 493	0	49 765	1 754	555	47 456

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 600	0	1 600	-1 600	-1 600	-1 529
2010	1 541	0	3 765	3 054	8 360	4 120	2 520	3 706
2011	1 105	0	1 523	2 423	5 051	5 034	7 554	4 152
2012	642	0	877	1 543	3 062	3 369	10 923	2 512
2013	335	0	71	976	1 382	2 680	13 603	1 805
2014	244	0	39	712	995	1 975	15 578	1 203
2015	194	0	24	555	773	1 541	17 119	851
2016	145	0	14	430	589	1 213	18 332	605
2017	123	0	22	350	495	974	19 306	441
2018	106	0	15	295	416	827	20 133	338
2019	99	0	9	255	363	708	20 841	262
2020	93	0	10	213	316	584	21 425	196
2021	86	0	8	183	277	492	21 917	149
2022	73	0	7	155	235	424	22 341	116
2023	66	0	8	133	207	350	22 691	88
Итого	4 852	0	7 992	11 277	24 121	22 691		14 895
Остаток	81	0	403	152	636	8	22 699	28
Всего в будущем	4 933	0	8 395	11 429	24 757	22 699		14 923

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 82

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ ГМОЗН (МУЛЛИНСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК

ДОКАЗАННЫЕ

НЕ ОСВОЕННЫЕ

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ

ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М

СОСТАВНАЯ

МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
	1,000000	0,871779	0,871779	0,871779	50,00	24,80	2,47		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,904827	0,904827	0,904827	60,00	31,42	2,47	10,00%	5 475
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ								12,00%	4 340
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	3 050
								20,00%	1 659
								25,00%	860

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015	1	164 273	72 956	979	143 210	63 601	575	60,00	2,47
2016	1	151 659	67 354	904	129 908	57 694	521	60,00	2,47
2017	1	94 797	42 100	565	81 786	36 323	329	60,00	2,47
2018	1	64 866	28 808	387	56 959	25 296	228	60,00	2,47
2019	1	47 178	20 953	281	42 534	18 890	171	60,00	2,47
2020	1	35 857	15 924	214	32 003	14 213	129	60,00	2,47
2021	1	28 174	12 512	168	25 257	11 217	101	60,00	2,47
2022	1	22 721	10 091	136	20 432	9 074	82	60,00	2,47
2023	1	18 712	8 310	111	16 851	7 483	68	60,00	2,47
Итого		628 237	279 008	3 745	548 940	243 791	2 204	60,00	2,47
Остаток		69 643	30 930	415	62 888	27 930	252	60,00	2,47
Всего в будущем		697 880	309 938	4 160	611 828	271 721	2 456	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		697 880	309 938	4 160	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 32,66%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	8 593	1 998	1 420	0	12 011	409	137	11 465
2016	7 794	1 813	1 288	0	10 895	351	124	10 420
2017	4 907	1 141	811	0	6 859	203	78	6 578
2018	3 418	795	565	0	4 778	130	54	4 594
2019	2 552	594	422	0	3 568	92	41	3 435
2020	1 920	446	317	0	2 683	68	30	2 585
2021	1 515	353	250	0	2 118	52	25	2 041
2022	1 226	285	203	0	1 714	42	19	1 653
2023	1 011	235	167	0	1 413	33	16	1 364
Итого	32 936	7 660	5 443	0	46 039	1 380	524	44 135
Остаток	3 774	877	623	0	5 274	115	60	5 099
Всего в будущем	36 710	8 537	6 066	0	51 313	1 495	584	49 234

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			Дисконтированный по 10,00%
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	959	0	14 810	2 744	18 513	-7 048	-7 048	-4 105
2016	834	0	79	2 490	3 403	7 017	-31	3 512
2017	550	0	97	1 567	2 214	4 364	4 333	1 976
2018	392	0	53	1 092	1 537	3 057	7 390	1 251
2019	317	0	28	815	1 160	2 275	9 665	843
2020	266	0	28	613	907	1 678	11 343	563
2021	229	0	21	484	734	1 307	12 650	397
2022	182	0	19	392	593	1 060	13 710	290
2023	162	0	19	323	504	860	14 570	215
Итого	3 891	0	15 154	10 520	29 565	14 570		4 942
Остаток	646	0	459	1 205	2 310	2 789	17 359	533
Всего в будущем	4 537	0	15 613	11 725	31 875	17 359		5 475

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАИКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 83

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАИКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ GM04N (МУЛЛИНСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК

ДОКАЗАННЫЕ

НЕ ОСВОЕННЫЕ

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ

ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M

СОСТАВНАЯ

МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб. фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,871779	0,871779	0,871779	50,00	24,80	2,47	10,00%
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,955313	0,955313	0,955313	60,00	31,42	2,47	12,00%
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%
								20,00%
								25,00%
								10 185
								8 343
								6 204
								3 807
								2 343

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб. фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015	1	220 212	97 799	1 313	191 976	85 259	771	60,00	2,47
2016	1	203 302	90 289	1 212	174 145	77 340	699	60,00	2,47
2017	1	127 078	56 437	757	109 636	48 691	440	60,00	2,47
2018	1	86 955	38 618	519	76 355	33 910	306	60,00	2,47
2019	1	63 243	28 087	377	57 018	25 323	229	60,00	2,47
2020	1	48 066	21 347	286	42 900	19 052	172	60,00	2,47
2021	1	37 768	16 773	225	33 858	15 037	136	60,00	2,47
2022	1	30 458	13 527	182	27 390	12 164	110	60,00	2,47
2023	1	25 084	11 140	149	22 588	10 032	91	60,00	2,47
Итого		842 166	374 017	5 020	735 866	326 808	2 954	60,00	2,47
Остаток		105 168	46 707	627	95 510	42 417	383	60,00	2,47
Всего в будущем		947 334	420 724	5 647	831 376	369 225	3 337	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		947 334	420 724	5 647	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 32,66%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн. \$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	11 519	2 679	1 904	0	16 102	548	183	15 371
2016	10 448	2 430	1 726	0	14 604	470	167	13 967
2017	6 578	1 530	1 087	0	9 195	273	104	8 818
2018	4 582	1 065	757	0	6 404	174	73	6 157
2019	3 421	796	566	0	4 783	123	55	4 605
2020	2 574	598	425	0	3 597	92	41	3 464
2021	2 031	473	336	0	2 840	70	32	2 738
2022	1 644	382	271	0	2 297	56	26	2 215
2023	1 355	315	224	0	1 894	44	22	1 828
Итого	44 152	10 268	7 296	0	61 716	1 850	703	59 163
Остаток	5 731	1 333	947	0	8 011	175	91	7 745
Всего в будущем	49 883	11 601	8 243	0	69 727	2 025	794	66 908

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН. \$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			Дисконтированный по 10,00%
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	1 285	0	14 878	3 679	19 842	-4 471	-4 471	-2 708
2016	1 119	0	107	3 337	4 563	9 404	4 933	4 708
2017	737	0	129	2 101	2 967	5 851	10 784	2 648
2018	526	0	71	1 463	2 060	4 097	14 881	1 678
2019	424	0	38	1 093	1 555	3 050	17 931	1 130
2020	357	0	37	822	1 216	2 248	20 179	754
2021	307	0	28	649	984	1 754	21 933	532
2022	244	0	26	525	795	1 420	23 353	390
2023	217	0	25	433	675	1 153	24 506	287
Итого	5 216	0	15 339	14 102	34 657	24 506		9 419
Остаток	1 006	0	756	1 830	3 592	4 153	28 659	766
Всего в будущем	6 222	0	16 095	15 932	38 249	28 659		10 185

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 84

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ 6M05H (МУЛЛИНСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК

ВЕРОЯТНЫЕ

НЕ ОСВОЕННЫЕ

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ

ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M

СОСТАВНАЯ

МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,879845	0,879845	0,879845	50,00	24,80	2,47	10,00%
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%
								20,00%
								25,00%
								14 538
								12 159
								9 272
								5 794
								3 448

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013	1	151 801	67 417	905	133 562	59 317	536	0,00	0,00
2014	1	303 642	134 851	1 810	254 243	112 912	1 021	0,00	0,00
2015	1	182 209	80 922	1 086	152 667	67 802	613	60,00	2,47
2016	1	121 482	53 952	724	101 109	44 904	406	60,00	2,47
2017	1	86 779	38 539	518	72 617	32 250	291	60,00	2,47
2018	1	65 086	28 906	388	55 306	24 562	222	60,00	2,47
2019	1	50 625	22 483	301	44 448	19 740	178	60,00	2,47
2020	1	40 501	17 987	242	35 162	15 616	142	60,00	2,47
2021	1	33 137	14 717	197	28 914	12 841	116	60,00	2,47
2022	1	27 615	12 264	165	24 201	10 748	97	60,00	2,47
2023	1	23 351	10 370	139	20 493	9 101	82	60,00	2,47
Итого		1 086 228	482 408	6 475	922 722	409 793	3 704	60,00	2,47
Остаток		97 632	43 360	582	86 407	38 374	347	60,00	2,47
Всего в будущем		1 183 860	525 768	7 057	1 009 129	448 167	4 051	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		1 183 860	525 768	7 057	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 32,66%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	8 014	1 864	1 324	0	11 202	478	137	10 587
2014	15 254	3 547	2 521	0	21 322	932	266	20 124
2015	9 160	2 131	1 514	0	12 805	563	161	12 081
2016	6 067	1 411	1 002	0	8 480	376	109	7 995
2017	4 357	1 013	721	0	6 091	264	78	5 749
2018	3 318	772	548	0	4 638	198	60	4 380
2019	2 667	620	441	0	3 728	149	46	3 533
2020	2 110	491	348	0	2 949	111	36	2 802
2021	1 735	403	287	0	2 425	90	29	2 306
2022	1 452	338	240	0	2 030	73	25	1 932
2023	1 229	286	203	0	1 718	61	20	1 637
Итого	55 363	12 876	9 149	0	77 388	3 295	967	73 126
Остаток	5 185	1 205	857	0	7 247	221	83	6 943
Всего в будущем	60 548	14 081	10 006	0	84 635	3 516	1 050	80 069

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	855	0	14 610	2 560	18 025	-7 438	-9 339	-5 028
2014	1 695	0	176	4 872	6 743	13 381	4 042	8 177
2015	1 041	0	71	2 925	4 037	8 044	12 086	4 444
2016	656	0	25	1 938	2 619	5 376	17 462	2 687
2017	494	0	29	1 392	1 915	3 834	21 296	1 733
2018	385	0	18	1 059	1 462	2 918	24 214	1 194
2019	332	0	11	852	1 195	2 338	26 552	866
2020	294	0	12	674	980	1 822	28 374	611
2021	265	0	9	554	828	1 478	29 852	448
2022	217	0	9	464	690	1 242	31 094	341
2023	198	0	9	393	600	1 037	32 131	258
Итого	6 432	0	16 880	17 683	40 995	32 131		13 838
Остаток	928	0	589	1 655	3 172	3 771	35 902	700
Всего в будущем	7 360	0	17 469	19 338	44 167	35 902		14 538

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 85

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ 6M06H (МУЛЛИНСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕ ОСВОЕННЫЕ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M	
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	СОСТАВНАЯ	МЕСЯЧНАЯ
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,836809	0,836809	0,836809	50,00	24,80	2,47	10,00%	14 467
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%	11 105
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	7 357
								20,00%	3 412
								25,00%	1 187

Период	Кол- во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2016		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2017		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2018	1	498 104	221 215	2 969	423 256	187 974	1 699	60,00	2,47
2019	1	284 677	126 428	1 697	249 945	111 003	1 003	60,00	2,47
2020	1	184 220	81 815	1 099	159 934	71 029	642	60,00	2,47
2021	1	128 963	57 274	768	112 525	49 974	452	60,00	2,47
2022	1	95 324	42 335	569	83 543	37 103	336	60,00	2,47
2023	1	73 330	32 566	437	64 353	28 580	258	60,00	2,47
Итого		1 264 618	561 633	7 539	1 093 556	485 663	4 390	60,00	2,47
Остаток		281 408	124 978	1 677	249 177	110 663	1 000	60,00	2,47
Всего в будущем		1 546 026	686 611	9 216	1 342 733	596 326	5 390	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		1 546 026	686 611	9 216	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 32,66%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				Итого	РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее		Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	25 395	5 906	4 197	0	35 498	1 511	456	33 531
2019	14 997	3 488	2 478	0	20 963	837	261	19 865
2020	9 596	2 232	1 586	0	13 414	507	163	12 744
2021	6 752	1 570	1 116	0	9 438	350	114	8 974
2022	5 012	1 166	828	0	7 006	253	83	6 670
2023	3 861	898	638	0	5 397	190	64	5 143
Итого	65 613	15 260	10 843	0	91 716	3 648	1 141	86 927
Остаток	14 951	3 477	2 471	0	20 899	632	240	20 027
Всего в будущем	80 564	18 737	13 314	0	112 615	4 280	1 381	106 954

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				Итого	БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M		Дисконтирован ный по 10,00%
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка		Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2014	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2015	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2016	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2017	0	0	14 610	0	14 610	-14 610	-16 511	-6 293
2018	2 933	0	129	8 111	11 173	22 358	5 847	9 178
2019	1 863	0	61	4 790	6 714	13 151	18 998	4 880
2020	1 338	0	53	3 065	4 456	8 288	27 286	2 781
2021	1 027	0	37	2 156	3 220	5 754	33 040	1 748
2022	750	0	31	1 601	2 382	4 288	37 328	1 178
2023	621	0	27	1 233	1 881	3 262	40 590	811
Итого	8 532	0	16 849	20 956	46 337	40 590		12 390
Остаток	2 733	0	857	4 775	8 365	11 662	52 252	2 077
Всего в будущем	11 265	0	17 706	25 731	54 702	52 252		14 467

ЭТИ ДАННЫЕ СОСТАВЛЯЮТ ЧАСТЬ ОТЧЕТА RYDER SCOTT И ПОДЧИНЯЮТСЯ УСЛОВИЯМ В ТЕКСТЕ ОТЧЕТА

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 86

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ 6M07H (МУЛЛИНСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК

ВЕРОЯТНЫЕ

НЕ ОСВОЕННЫЕ

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ

ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M

СОСТАВНАЯ

МЕСЯЧНАЯ

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			
Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
1,000000	0,836809	0,836809	0,836809	50,00	24,80	2,47
1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47

10,00%	21 972
12,00%	17 175
15,00%	11 792
20,00%	6 071
25,00%	2 800

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2016		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2017		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2018	1	663 114	294 498	3 953	563 470	250 245	2 262	60,00	2,47
2019	1	378 983	168 311	2 259	332 746	147 776	1 336	60,00	2,47
2020	1	245 248	108 918	1 462	212 917	94 559	854	60,00	2,47
2021	1	171 685	76 248	1 024	149 801	66 529	602	60,00	2,47
2022	1	126 903	56 359	756	111 218	49 394	446	60,00	2,47
2023	1	97 622	43 355	582	85 672	38 048	344	60,00	2,47
Итого		1 683 555	747 689	10 036	1 455 824	646 551	5 844	60,00	2,47
Остаток		374 631	166 379	2 233	331 724	147 323	1 332	60,00	2,47
Всего в будущем		2 058 186	914 068	12 269	1 787 548	793 874	7 176	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		2 058 186	914 068	12 269	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 32,66%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	
2009	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0
2018	33 808	7 863	5 587	0	47 258	2 012	607
2019	19 965	4 643	3 299	0	27 907	1 114	347
2020	12 775	2 971	2 111	0	17 857	675	218
2021	8 988	2 090	1 486	0	12 564	465	151
2022	6 673	1 552	1 103	0	9 328	337	111
2023	5 140	1 196	849	0	7 185	253	85
Итого	87 349	20 315	14 435	0	122 099	4 856	1 519
Остаток	19 904	4 629	3 289	0	27 822	842	320
Всего в будущем	107 253	24 944	17 724	0	149 921	5 698	1 839

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M		
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	14 610	0	14 610	-14 610	-6 293
2018	3 905	0	172	10 798	14 875	29 764	12 218
2019	2 480	0	80	6 377	8 937	17 509	6 497
2020	1 781	0	71	4 080	5 932	11 032	3 703
2021	1 367	0	49	2 871	4 287	7 661	2 326
2022	998	0	42	2 131	3 171	5 709	1 569
2023	827	0	36	1 642	2 505	4 342	1 080
Итого	11 358	0	16 961	27 899	56 218	59 506	19 207
Остаток	3 638	0	1 117	6 357	11 112	15 548	2 765
Всего в будущем	14 996	0	18 078	34 256	67 330	75 054	21 972

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 87

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ GМ08Н (МУЛЛИНСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕ ОСВОЕННЫЕ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М	СРЕДНИЕ ЦЕНЫ СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
	1,000000	0,837868	0,837868	0,837868	50,00	24,80	2,47		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	10,00%	17 171
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ								12,00%	13 820
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	9 923
								20,00%	5 540
								25,00%	2 838

Период	Кол- во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2016	1	485 366	215 557	2 893	403 966	179 406	1 622	60,00	2,47
2017	1	277 397	123 196	1 654	232 128	103 092	931	60,00	2,47
2018	1	179 509	79 722	1 070	152 535	67 743	613	60,00	2,47
2019	1	125 665	55 810	749	110 333	49 000	443	60,00	2,47
2020	1	92 886	41 252	554	80 641	35 814	323	60,00	2,47
2021	1	71 454	31 734	426	62 347	27 689	251	60,00	2,47
2022	1	56 672	25 168	338	49 667	22 058	199	60,00	2,47
2023	1	46 047	20 450	274	40 410	17 946	162	60,00	2,47
Итого		1 334 996	592 889	7 958	1 132 027	502 748	4 544	60,00	2,47
Остаток		193 895	86 112	1 156	171 713	76 260	690	60,00	2,47
Всего в будущем		1 528 891	679 001	9 114	1 303 740	579 008	5 234	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		1 528 891	679 001	9 114	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 32,66%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	24 238	5 637	4 005	0	33 880	1 503	434	31 943
2017	13 928	3 239	2 302	0	19 469	845	252	18 372
2018	9 152	2 129	1 513	0	12 794	545	164	12 085
2019	6 620	1 539	1 094	0	9 253	369	116	8 768
2020	4 838	1 125	799	0	6 762	256	82	6 424
2021	3 741	870	618	0	5 229	193	63	4 973
2022	2 980	693	493	0	4 166	151	49	3 966
2023	2 425	564	400	0	3 389	119	40	3 230
Итого	67 922	15 796	11 224	0	94 942	3 981	1 200	89 761
Остаток	10 302	2 396	1 703	0	14 401	435	166	13 800
Всего в будущем	78 224	18 192	12 927	0	109 343	4 416	1 366	103 561

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			Дисконтирован ный по 10,00%
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2014	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2015	0	0	14 610	0	14 610	-14 610	-16 511	-7 680
2016	2 614	0	97	7 741	10 452	21 491	4 980	10 766
2017	1 578	0	92	4 449	6 119	12 253	17 233	5 548
2018	1 060	0	48	2 923	4 031	8 054	25 287	3 299
2019	824	0	27	2 114	2 965	5 803	31 090	2 151
2020	675	0	27	1 546	2 248	4 176	35 266	1 401
2021	569	0	20	1 194	1 783	3 190	38 456	968
2022	446	0	19	952	1 417	2 549	41 005	700
2023	390	0	17	775	1 182	2 048	43 053	509
Итого	8 156	0	16 858	21 694	46 708	43 053		15 769
Остаток	1 886	0	788	3 290	5 964	7 836	50 889	1 402
Всего в будущем	10 042	0	17 646	24 984	52 672	50 889		17 171

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 88

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ 6M09H (МУЛЛИНСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК

ВЕРОЯТНЫЕ

НЕ ОСВОЕННЫЕ

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ

ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M

СОСТАВНАЯ

МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб. фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,832291	0,832291	0,832291	50,00	24,80	2,47	10,00%
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%
								20,00%
								25,00%
								4 596
								3 238
								1 713
								95
								-817

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб. фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2016	1	243 493	108 139	1 452	202 657	90 003	814	60,00	2,47
2017	1	154 573	68 647	921	129 348	57 445	519	60,00	2,47
2018	1	99 213	44 062	591	84 305	37 441	338	60,00	2,47
2019	1	69 077	30 678	412	60 649	26 935	244	60,00	2,47
2020	1	50 861	22 588	303	44 156	19 610	177	60,00	2,47
2021	1	39 012	17 326	233	34 039	15 117	137	60,00	2,47
2022	1	30 870	13 710	184	27 055	12 016	108	60,00	2,47
2023	1	25 038	11 119	149	21 973	9 758	88	60,00	2,47
Итого		712 137	316 269	4 245	604 182	268 325	2 425	60,00	2,47
Остаток		102 091	45 340	609	90 368	40 134	363	60,00	2,47
Всего в будущем		814 228	361 609	4 854	694 550	308 459	2 788	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		814 228	361 609	4 854	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 32,66%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M	
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	12 159	2 828	2 009	0	16 996	754	218	16 024
2017	7 761	1 805	1 283	0	10 849	471	140	10 238
2018	5 059	1 176	836	0	7 071	301	91	6 679
2019	3 639	847	601	0	5 087	203	63	4 821
2020	2 649	616	438	0	3 703	140	45	3 518
2021	2 042	475	338	0	2 855	106	35	2 714
2022	1 624	377	268	0	2 269	82	27	2 160
2023	1 318	307	218	0	1 843	65	22	1 756
Итого	36 251	8 431	5 991	0	50 673	2 122	641	47 910
Остаток	5 422	1 261	896	0	7 579	230	87	7 262
Всего в будущем	41 673	9 692	6 887	0	58 252	2 352	728	55 172

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2014	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2015	0	0	14 610	0	14 610	-14 610	-16 511	-7 680
2016	1 312	0	55	3 884	5 251	10 773	-5 738	5 371
2017	879	0	51	2 478	3 408	6 830	1 092	3 092
2018	586	0	26	1 616	2 228	4 451	5 543	1 823
2019	453	0	15	1 162	1 630	3 191	8 734	1 183
2020	369	0	15	846	1 230	2 288	11 022	767
2021	311	0	11	653	975	1 739	12 761	528
2022	243	0	10	518	771	1 389	14 150	381
2023	212	0	10	421	643	1 113	15 263	277
Итого	4 365	0	16 704	11 578	32 647	15 263		3 849
Остаток	976	0	447	1 732	3 155	4 107	19 370	747
Всего в будущем	5 341	0	17 151	13 310	35 802	19 370		4 596

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 89

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ GM10H (МУЛЛИНСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК

ВЕРОЯТНЫЕ

НЕ ОСВОЕННЫЕ

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ

ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M

СОСТАВНАЯ

МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
	1,000000	0,836809	0,836809	0,836809	50,00	24,80	2,47		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	10,00%	48 856
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ								12,00%	39 433
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	28 625
								20,00%	16 732
								25,00%	9 610

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2016		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2017	1	953 593	423 503	5 685	797 975	354 391	3 203	60,00	2,47
2018	1	767 786	340 984	4 577	652 414	289 746	2 619	60,00	2,47
2019	1	484 349	215 106	2 887	425 256	188 862	1 707	60,00	2,47
2020	1	333 407	148 070	1 987	289 454	128 550	1 162	60,00	2,47
2021	1	243 511	108 147	1 452	212 473	94 362	853	60,00	2,47
2022	1	185 654	82 452	1 107	162 707	72 261	653	60,00	2,47
2023	1	146 228	64 941	871	128 328	56 992	516	60,00	2,47
Итого		3 114 528	1 383 203	18 566	2 668 607	1 185 164	10 713	60,00	2,47
Остаток		585 463	260 012	3 491	518 450	230 250	2 081	60,00	2,47
Всего в будущем		3 699 991	1 643 215	22 057	3 187 057	1 415 414	12 794	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		3 699 991	1 643 215	22 057	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 32,66%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M	
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	47 879	11 135	7 912	0	66 926	2 906	867	63 153
2018	39 144	9 104	6 469	0	54 717	2 329	702	51 686
2019	25 516	5 934	4 217	0	35 667	1 424	445	33 798
2020	17 367	4 039	2 870	0	24 276	919	295	23 062
2021	12 748	2 965	2 106	0	17 819	659	214	16 946
2022	9 763	2 270	1 614	0	13 647	493	163	12 991
2023	7 699	1 791	1 272	0	10 762	379	127	10 256
Итого	160 116	37 238	26 460	0	223 814	9 109	2 813	211 892
Остаток	31 107	7 234	5 141	0	43 482	1 314	500	41 668
Всего в будущем	191 223	44 472	31 601	0	267 296	10 423	3 313	253 560

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2014	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2015	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2016	0	0	14 610	0	14 610	-14 610	-16 511	-6 952
2017	5 451	0	454	15 292	21 197	41 956	25 445	18 742
2018	4 527	0	202	12 503	17 232	34 454	59 899	14 128
2019	3 172	0	103	8 149	11 424	22 374	82 273	8 298
2020	2 422	0	97	5 547	8 066	14 996	97 269	5 031
2021	1 940	0	70	4 072	6 082	10 864	108 133	3 299
2022	1 461	0	61	3 118	4 640	8 351	116 484	2 294
2023	1 239	0	55	2 459	3 753	6 503	122 987	1 617
Итого	20 212	0	17 553	51 140	88 905	122 987		44 564
Остаток	5 689	0	1 885	9 935	17 509	24 159	147 146	4 292
Всего в будущем	25 901	0	19 438	61 075	106 414	147 146		48 856

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 90

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ GM11H (МУЛЛИНСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК

ВЕРОЯТНЫЕ

НЕ ОСВОЕННЫЕ

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ

ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M

СОСТАВНАЯ

МЕСЯЧНАЯ

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			
Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
1,000000	0,832291	0,832291	0,832291	50,00	24,80	2,47
1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47

10,00%	64 847
12,00%	53 770
15,00%	40 727
20,00%	25 749
25,00%	16 258

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2016	1	1 277 482	567 347	7 615	1 063 237	472 198	4 268	60,00	2,47
2017	1	810 960	360 158	4 835	678 618	301 383	2 724	60,00	2,47
2018	1	520 519	231 169	3 103	442 303	196 432	1 776	60,00	2,47
2019	1	362 410	160 951	2 160	318 195	141 315	1 277	60,00	2,47
2020	1	266 843	118 509	1 591	231 664	102 885	930	60,00	2,47
2021	1	204 673	90 898	1 220	178 585	79 312	717	60,00	2,47
2022	1	161 963	71 930	965	141 944	63 040	570	60,00	2,47
2023	1	131 358	58 338	783	115 280	51 197	463	60,00	2,47
Итого		3 736 208	1 659 300	22 272	3 169 826	1 407 762	12 725	60,00	2,47
Остаток		551 679	245 007	3 289	488 563	216 977	1 961	60,00	2,47
Всего в будущем		4 287 887	1 904 307	25 561	3 658 389	1 624 739	14 686	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		4 287 887	1 904 307	25 561	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 32,66%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	
2009	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0
2016	63 794	14 836	10 542	0	89 172	3 955	84 075
2017	40 717	9 470	6 729	0	56 916	2 472	53 707
2018	26 538	6 172	4 386	0	37 096	1 579	35 041
2019	19 092	4 440	3 155	0	26 687	1 065	25 289
2020	13 900	3 233	2 297	0	19 430	735	18 458
2021	10 715	2 492	1 770	0	14 977	554	14 244
2022	8 517	1 980	1 408	0	11 905	430	11 333
2023	6 917	1 609	1 143	0	9 669	341	9 213
Итого	190 190	44 232	31 430	0	265 852	11 131	251 360
Остаток	29 313	6 817	4 844	0	40 974	1 237	39 267
Всего в будущем	219 503	51 049	36 274	0	306 826	12 368	290 627

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2014	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2015	0	0	14 610	0	14 610	-14 610	-16 511	-7 680
2016	6 882	0	286	20 375	27 543	56 532	40 021	28 177
2017	4 615	0	269	13 005	17 889	35 818	75 839	16 222
2018	3 073	0	138	8 476	11 687	23 354	99 193	9 567
2019	2 375	0	78	6 098	8 551	16 738	115 931	6 203
2020	1 939	0	78	4 439	6 456	12 002	127 933	4 025
2021	1 631	0	58	3 423	5 112	9 132	137 065	2 771
2022	1 275	0	54	2 720	4 049	7 284	144 349	2 001
2023	1 113	0	49	2 209	3 371	5 842	150 191	1 452
Итого	22 903	0	17 521	60 745	101 169	150 191		60 845
Остаток	5 364	0	2 084	9 363	16 811	22 456	172 647	4 002
Всего в будущем	28 267	0	19 605	70 108	117 980	172 647		64 847

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАИКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 91

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАЗАХСТАН
ЖАИКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
CB GM12H (МУЛЛИНСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК

ВЕРОЯТНЫЕ

НЕ ОСВОЕННЫЕ

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ

ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М

СОСТАВНАЯ

МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,832291	0,832291	0,832291	50,00	24,80	2,47	10,00%
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%
								20,00%
								25,00%
								13 238
								10 311
								6 988
								3 393
								1 289

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2016		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2017	1	442 173	196 375	2 636	370 015	164 328	1 485	60,00	2,47
2018	1	252 712	112 233	1 506	214 737	95 368	862	60,00	2,47
2019	1	163 535	72 628	975	143 583	63 767	577	60,00	2,47
2020	1	114 481	50 842	683	99 389	44 140	399	60,00	2,47
2021	1	84 621	37 582	504	73 836	32 792	296	60,00	2,47
2022	1	65 096	28 909	388	57 049	25 336	229	60,00	2,47
2023	1	51 628	22 929	308	45 309	20 122	182	60,00	2,47
Итого		1 174 246	521 498	7 000	1 003 918	445 853	4 030	60,00	2,47
Остаток		209 213	92 914	1 247	185 269	82 281	744	60,00	2,47
Всего в будущем		1 383 459	614 412	8 247	1 189 187	528 134	4 774	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) СЧЕТ ЧИСТОГО ОБЪЕМА ГАЗА ПО ПОТЕРЯМ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		1 383 459	614 412	8 247	КОЭФФИЦИЕНТ НАЧАЛЬНОЙ УСАДКИ = 32,66%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	22 201	5 163	3 669	0	31 033	1 348	402	29 283
2018	12 884	2 997	2 129	0	18 010	766	231	17 013
2019	8 615	2 003	1 424	0	12 042	481	150	11 411
2020	5 963	1 387	985	0	8 335	315	102	7 918
2021	4 431	1 030	732	0	6 193	229	74	5 890
2022	3 423	796	566	0	4 785	173	57	4 555
2023	2 718	633	449	0	3 800	134	45	3 621
Итого	60 235	14 009	9 954	0	84 198	3 446	1 061	79 691
Остаток	11 116	2 585	1 837	0	15 538	469	178	14 891
Всего в будущем	71 351	16 594	11 791	0	99 736	3 915	1 239	94 582

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			Дисконтированный по 10,00%
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2014	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2015	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2016	0	0	14 610	0	14 610	-14 610	-16 511	-6 952
2017	2 514	0	144	7 091	9 749	19 534	3 023	8 858
2018	1 491	0	67	4 115	5 673	11 340	14 363	4 648
2019	1 071	0	35	2 751	3 857	7 554	21 917	2 801
2020	832	0	33	1 905	2 770	5 148	27 065	1 728
2021	674	0	24	1 415	2 113	3 777	30 842	1 146
2022	512	0	22	1 093	1 627	2 928	33 770	804
2023	437	0	19	869	1 325	2 296	36 066	571
Итого	7 531	0	16 855	19 239	43 625	36 066		11 711
Остаток	2 034	0	744	3 550	6 328	8 563	44 629	1 527
Всего в будущем	9 565	0	17 599	22 789	49 953	44 629		13 238

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 92

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
ЮЖНЫЙ МУЛЛИНСКИЙ
ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ

ДОКАЗАННЫЕ И
ВЕРОЯТНЫЕ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М	ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ								10,00%	103 663
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ								12,00%	92 627
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	79 159
								20,00%	62 645
								25,00%	51 078

Период	Кол- во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб. фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	1	0	0	3 582	0	0	0	0,00	0,00
2010	1	777 636	149 661	4 635	731 791	140 838	3 745	55,00	2,47
2011	1	481 450	213 819	2 870	453 240	201 290	1 819	60,00	2,47
2012	1	327 411	145 408	1 952	308 488	137 004	1 239	60,00	2,47
2013	1	237 103	105 300	1 414	204 139	90 661	819	60,00	2,47
2014	1	179 631	79 777	1 070	153 912	68 354	618	60,00	2,47
2015	1	140 796	62 529	840	122 743	54 512	493	60,00	2,47
2016	2	898 151	398 881	5 354	750 276	333 207	3 012	60,00	2,47
2017	2	556 712	247 242	3 319	468 277	207 969	1 879	60,00	2,47
2018	2	383 980	170 532	2 289	328 494	145 888	1 319	60,00	2,47
2019	2	283 212	125 778	1 688	250 217	111 125	1 004	60,00	2,47
2020	2	218 230	96 918	1 300	190 827	84 748	767	60,00	2,47
2021	2	173 325	76 977	1 034	152 378	67 673	611	60,00	2,47
2022	2	140 757	62 511	839	124 286	55 197	499	60,00	2,47
2023	2	116 265	51 635	694	102 823	45 665	413	60,00	2,47
Итого		4 914 659	1 986 968	32 880	4 341 891	1 744 131	18 237	59,16	2,47
Остаток		496 712	220 597	2 960	443 431	196 934	1 780	60,00	2,47
Всего в будущем		5 411 371	2 207 565	35 840	4 785 322	1 941 065	20 017	59,24	2,47
Совокупный		0	0	728					
Окончательный		5 411 371	2 207 565	36 568					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	40 249	3 959	9 250	0	53 458	2 061	528	50 869
2011	27 194	6 324	4 494	0	38 012	1 414	441	36 157
2012	18 509	4 305	3 059	0	25 873	940	294	24 639
2013	12 249	2 849	2 024	0	17 122	639	200	16 283
2014	9 234	2 147	1 526	0	12 907	470	148	12 289
2015	7 365	1 713	1 217	0	10 295	350	117	9 828
2016	45 016	10 470	7 439	0	62 925	2 692	795	59 438
2017	28 097	6 534	4 643	0	39 274	1 613	498	37 163
2018	19 710	4 584	3 258	0	27 552	1 084	345	26 123
2019	15 013	3 491	2 481	0	20 985	767	256	19 962
2020	11 449	2 663	1 892	0	16 004	553	192	15 259
2021	9 143	2 126	1 511	0	12 780	429	151	12 200
2022	7 457	1 735	1 232	0	10 424	340	123	9 961
2023	6 170	1 434	1 019	0	8 623	274	100	8 249
Итого	256 855	54 334	45 045	0	356 234	13 626	4 188	338 420
Остаток	26 605	6 188	4 397	0	37 190	1 026	426	35 738
Всего в будущем	283 460	60 522	49 442	0	393 424	14 652	4 614	374 158

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтирован ный по 10,00%	Совокупный
2009	616	0	1 901	0	2 517	-2 517	-2 517	-2 495
2010	6 545	0	12 307	12 272	31 124	19 745	17 228	18 018
2011	3 956	0	5 503	8 686	18 145	18 012	35 240	14 845
2012	2 456	0	3 375	5 912	11 743	12 896	48 136	9 611
2013	1 340	0	288	3 912	5 540	10 743	58 879	7 234
2014	1 012	0	160	2 949	4 121	8 168	67 047	4 978
2015	824	0	14 715	2 352	17 891	-8 063	58 984	-4 069
2016	4 853	0	218	14 378	19 449	39 989	98 973	20 016
2017	3 179	0	250	8 974	12 403	24 760	123 733	11 207
2018	2 280	0	146	6 295	8 721	17 402	141 135	7 124
2019	1 867	0	87	4 795	6 749	13 213	154 348	4 895
2020	1 595	0	92	3 657	5 344	9 915	164 263	3 325
2021	1 389	0	71	2 920	4 380	7 820	172 083	2 372
2022	1 114	0	68	2 382	3 564	6 397	178 480	1 757
2023	991	0	64	1 971	3 026	5 223	183 703	1 298
Итого	34 017	0	39 245	81 455	154 717	183 703		100 116
Остаток	4 828	0	2 854	8 497	16 179	19 559	203 262	3 547
Всего в будущем	38 845	0	42 099	89 952	170 896	203 262		103 663

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 93

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
ЮГ МУЛЛИНСКИЙ
ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ

ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M	СРЕДНИЕ ЦЕНЫ
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ							10,00%	68 426
							12,00%	63 692
							15,00%	57 602
							20,00%	49 487
							25,00%	43 184

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	1	0	0	3 582	0	0	0	0,00	0,00
2010	1	777 636	149 661	4 635	731 791	140 838	3 745	55,00	2,47
2011	1	481 450	213 819	2 870	453 240	201 290	1 819	60,00	2,47
2012	1	327 411	145 408	1 952	308 488	137 004	1 239	60,00	2,47
2013	1	237 103	105 300	1 414	204 139	90 661	819	60,00	2,47
2014	1	179 631	79 777	1 070	153 912	68 354	618	60,00	2,47
2015	1	140 796	62 529	840	122 743	54 512	493	60,00	2,47
2016	1	113 326	50 330	675	97 073	43 111	390	60,00	2,47
2017	1	93 181	41 382	556	80 391	35 703	322	60,00	2,47
2018	1	77 969	34 628	465	68 465	30 406	275	60,00	2,47
2019	1	66 088	29 350	394	59 583	26 462	239	60,00	2,47
2020	1	56 175	24 948	334	50 137	22 266	202	60,00	2,47
2021	1	47 748	21 206	285	42 806	19 011	171	60,00	2,47
2022	1	40 586	18 024	242	36 496	16 208	147	60,00	2,47
2023	1	34 498	15 321	206	31 066	13 797	125	60,00	2,47
Итого		2 673 598	991 683	19 520	2 440 330	899 623	10 604	58,50	2,47
Остаток		150 211	66 711	895	136 569	60 652	548	60,00	2,47
Всего в будущем		2 823 809	1 058 394	20 415	2 576 899	960 275	11 152	58,58	2,47
Совокупный		0	0	728					
Окончательный		2 823 809	1 058 394	21 143					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				Итого	РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее		Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	40 249	3 959	9 250	0	53 458	2 061	528	50 869
2011	27 194	6 324	4 494	0	38 012	1 414	441	36 157
2012	18 509	4 305	3 059	0	25 873	940	294	24 639
2013	12 249	2 849	2 024	0	17 122	639	200	16 283
2014	9 234	2 147	1 526	0	12 907	470	148	12 289
2015	7 365	1 713	1 217	0	10 295	350	117	9 828
2016	5 824	1 355	963	0	8 142	262	93	7 787
2017	4 824	1 122	797	0	6 743	200	77	6 466
2018	4 108	955	679	0	5 742	156	65	5 521
2019	3 575	831	590	0	4 996	129	57	4 810
2020	3 008	700	497	0	4 205	107	48	4 050
2021	2 568	597	425	0	3 590	89	41	3 460
2022	2 190	509	362	0	3 061	74	35	2 952
2023	1 864	434	308	0	2 606	61	29	2 516
Итого	142 761	27 800	26 191	0	196 752	6 952	2 173	187 627
Остаток	8 194	1 906	1 354	0	11 454	250	131	11 073
Всего в будущем	150 955	29 706	27 545	0	208 206	7 202	2 304	198 700

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				Итого	БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M		Дисконтирован ный по 10,00%
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка		Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	616	0	0	0	616	-616	-616	-602
2010	6 545	0	12 307	12 272	31 124	19 745	19 129	18 018
2011	3 956	0	5 503	8 686	18 145	18 012	37 141	14 846
2012	2 456	0	3 375	5 912	11 743	12 896	50 037	9 610
2013	1 340	0	288	3 912	5 540	10 743	60 780	7 234
2014	1 012	0	160	2 949	4 121	8 168	68 948	4 979
2015	824	0	105	2 352	3 281	6 547	75 495	3 610
2016	625	0	60	1 861	2 546	5 241	80 736	2 615
2017	541	0	97	1 540	2 178	4 288	85 024	1 938
2018	473	0	65	1 312	1 850	3 671	88 695	1 501
2019	444	0	40	1 142	1 626	3 184	91 879	1 179
2020	417	0	44	961	1 422	2 628	94 507	881
2021	389	0	35	820	1 244	2 216	96 723	672
2022	325	0	35	700	1 060	1 892	98 615	519
2023	298	0	33	595	926	1 590	100 205	395
Итого	20 261	0	22 147	45 014	87 422	100 205		67 395
Остаток	1 459	0	1 559	2 617	5 635	5 438	105 643	1 031
Всего в будущем	21 720	0	23 706	47 631	93 057	105 643		68 426

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 94

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
ЮГ МУЛЛИНСКИЙ
ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ

ИТОГО ВЕРОЯТНЫЕ

Период	Кол-во скв.	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M	
		Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	СОСТАВНАЯ	МЕСЯЧНАЯ
		Газ							
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ								10,00%	35 236
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ								12,00%	28 935
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	21 557
								20,00%	13 158
								25,00%	7 894
РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.									
ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ									
СРЕДНИЕ ЦЕНЫ									
Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
2009	0	0	0	0	0	0,00	0,00		
2010	0	0	0	0	0	0,00	0,00		
2011	0	0	0	0	0	0,00	0,00		
2012	0	0	0	0	0	0,00	0,00		
2013	0	0	0	0	0	0,00	0,00		
2014	0	0	0	0	0	0,00	0,00		
2015	0	0	0	0	0	0,00	0,00		
2016	1	784 825	348 551	4 679	653 203	290 096	2 622	60,00	2,47
2017	1	463 531	205 860	2 763	387 886	172 266	1 557	60,00	2,47
2018	1	306 011	135 904	1 824	260 029	115 482	1 044	60,00	2,47
2019	1	217 124	96 428	1 294	190 634	84 663	765	60,00	2,47
2020	1	162 055	71 970	966	140 690	62 482	565	60,00	2,47
2021	1	125 577	55 771	749	109 572	48 662	440	60,00	2,47
2022	1	100 171	44 487	597	87 790	38 989	352	60,00	2,47
2023	1	81 767	36 314	488	71 757	31 868	288	60,00	2,47
Итого		2 241 061	995 285	13 360	1 901 561	844 508		60,00	2,47
Остаток		346 501	153 886	2 065	306 862	136 282		60,00	2,47
Всего в будущем		2 587 562	1 149 171	15 425	2 208 423	980 790		60,00	2,47
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		2 587 562	1 149 171	15 425					

БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M						РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
Период	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	39 192	9 115	6 477	0	54 784	2 430	702	51 652
2017	23 273	5 412	3 846	0	32 531	1 413	421	30 697
2018	15 602	3 629	2 578	0	21 809	928	280	20 601
2019	11 438	2 660	1 890	0	15 988	638	199	15 151
2020	8 442	1 963	1 395	0	11 800	447	144	11 209
2021	6 574	1 529	1 087	0	9 190	340	110	8 740
2022	5 267	1 225	870	0	7 362	266	88	7 008
2023	4 306	1 001	712	0	6 019	211	71	5 737
Итого	114 094	26 534	18 855	0	159 483	6 673	2 015	150 795
Остаток	18 411	4 282	3 042	0	25 735	777	296	24 662
Всего в будущем	132 505	30 816	21 897	0	185 218	7 450	2 311	175 457

ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$						БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M		
Период	Операционные затраты		Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный		Дисконтированный по 10,00%
	затраты	Прочие налоги				Годовой	Совокупный	
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2014	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2015	0	0	14 610	0	14 610	-14 610	16 511	-7 680
2016	4 227	0	157	12 518	16 902	34 750	18 239	17 401
2017	2 639	0	154	7 433	10 226	20 471	38 710	9 269
2018	1 807	0	82	4 983	6 872	13 729	52 439	5 623
2019	1 423	0	46	3 653	5 122	10 029	62 438	3 716
2020	1 178	0	48	2 696	3 922	7 287	69 755	2 444
2021	1 001	0	36	2 100	3 137	5 603	75 358	1 700
2022	788	0	33	1 682	2 503	4 505	79 863	1 238
2023	693	0	31	1 376	2 100	3 637	83 500	904
Итого	13 756	0	17 098	36 441	67 295	83 500		32 722
Остаток	3 369	0	1 295	5 880	10 544	14 118	105 643	2 514
Всего в будущем	17 125	0	18 393	42 321	77 839	97 618		35 236

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 95

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР «ЖАЙМУНАЙ»
ЮГ ГМ32Н МУЛЛИНСКИЙ

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
ЗАКРЫТО

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М	
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	СОСТАВНАЯ	МЕСЯЧНАЯ
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,955033			50,00	24,80	2,47	10,00%	68 426
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,955313	0,955313	0,955313	60,00	31,42	2,47	12,00%	63 692
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	57 602
								20,00%	49 487
								25,00%	43 184

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009	1	0	0	3 582	0	0	0	0,00	0,00
2010	1	777 636	149 661	4 635	731 791	140 838	3 745	55,00	2,47
2011	1	481 450	213 819	2 870	453 240	201 290	1 819	60,00	2,47
2012	1	327 411	145 408	1 952	308 488	137 004	1 239	60,00	2,47
2013	1	237 103	105 300	1 414	204 139	90 661	819	60,00	2,47
2014	1	179 631	79 777	1 070	153 912	68 354	618	60,00	2,47
2015	1	140 796	62 529	840	122 743	54 512	493	60,00	2,47
2016	1	113 326	50 330	675	97 073	43 111	390	60,00	2,47
2017	1	93 181	41 382	556	80 391	35 703	322	60,00	2,47
2018	1	77 969	34 628	465	68 465	30 406	275	60,00	2,47
2019	1	66 088	29 350	394	59 583	26 462	239	60,00	2,47
2020	1	56 175	24 948	334	50 137	22 266	202	60,00	2,47
2021	1	47 748	21 206	285	42 806	19 011	171	60,00	2,47
2022	1	40 586	18 024	242	36 496	16 208	147	60,00	2,47
2023	1	34 498	15 321	206	31 066	13 797	125	60,00	2,47
Итого		2 673 598	991 683	19 520	2 440 330	899 623	10 604	58,50	2,47
Остаток		150 211	66 711	895	136 569	60 652	548	60,00	2,47
Всего в будущем		2 823 809	1 058 394	20 415	2 576 899	960 275	11 152	58,58	2,47

Совокупный	0	0	728	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ,					
Окончательный	2 823 809	1 058 394	21 143	ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 0,00%					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	40 249	3 959	9 250	0	53 458	2 061	528	50 869
2011	27 194	6 324	4 494	0	38 012	1 414	441	36 157
2012	18 509	4 305	3 059	0	25 873	940	294	24 639
2013	12 249	2 849	2 024	0	17 122	639	200	16 283
2014	9 234	2 147	1 526	0	12 907	470	148	12 289
2015	7 365	1 713	1 217	0	10 295	350	117	9 828
2016	5 824	1 355	963	0	8 142	262	93	7 787
2017	4 824	1 122	797	0	6 743	200	77	6 466
2018	4 108	955	679	0	5 742	156	65	5 521
2019	3 575	831	590	0	4 996	129	57	4 810
2020	3 008	700	497	0	4 205	107	48	4 050
2021	2 568	597	425	0	3 590	89	41	3 460
2022	2 190	509	362	0	3 061	74	35	2 952
2023	1 864	434	308	0	2 606	61	29	2 516
Итого	142 761	27 800	26 191	0	196 752	6 952	2 173	187 627
Остаток	8 194	1 906	1 354	0	11 454	250	131	11 073
Всего в будущем	150 955	29 706	27 545	0	208 206	7 202	2 304	198 700

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			Дисконтирован ный по 10,00%
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	616	0	0	0	616	-616	-616	-602
2010	6 545	0	12 307	12 272	31 124	19 745	19 129	18 018
2011	3 956	0	5 503	8 686	18 145	18 012	37 141	14 846
2012	2 456	0	3 375	5 912	11 743	12 896	50 037	9 610
2013	1 340	0	288	3 912	5 540	10 743	60 780	7 234
2014	1 012	0	160	2 949	4 121	8 168	68 948	4 979
2015	824	0	105	2 352	3 281	6 547	75 495	3 610
2016	625	0	60	1 861	2 546	5 241	80 736	2 615
2017	541	0	97	1 540	2 178	4 288	85 024	1 938
2018	473	0	65	1 312	1 850	3 671	88 695	1 501
2019	444	0	40	1 142	1 626	3 184	91 879	1 179
2020	417	0	44	961	1 422	2 628	94 507	881
2021	389	0	35	820	1 244	2 216	96 723	672
2022	325	0	35	700	1 060	1 892	98 615	519
2023	298	0	33	595	926	1 590	100 205	395
Итого	20 261	0	22 147	45 014	87 422	100 205		67 395
Остаток	1 459	0	1 559	2 617	5 635	5 438	105 643	1 031
Всего в будущем	21 720	0	23 706	47 631	93 057	105 643		68 426

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 96

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ОПЕРАТОР «ЖАЙМУНАЙ»
ЮГ GM13H МУЛЛИНСКИЙ

ИТОГО ВЕРОЯТНЫЕ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M	
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	СОСТАВНАЯ	МЕСЯЧНАЯ
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,837868	0,837868	0,837868	50,00	24,80	2,47	10,00%	35 236
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%	28 935
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	21 557
								20,00%	13 158
								25,00%	7 894

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2016	1	784 825	348 551	4 679	653 203	290 096	2 622	60,00	2,47
2017	1	463 531	205 860	2 763	387 886	172 266	1 557	60,00	2,47
2018	1	306 011	135 904	1 824	260 029	115 482	1 044	60,00	2,47
2019	1	217 124	96 428	1 294	190 634	84 663	765	60,00	2,47
2020	1	162 055	71 970	966	140 690	62 482	565	60,00	2,47
2021	1	125 577	55 771	749	109 572	48 662	440	60,00	2,47
2022	1	100 171	44 487	597	87 790	38 989	352	60,00	2,47
2023	1	81 767	36 314	488	71 757	31 868	288	60,00	2,47
Итого		2 241 061	995 285	13 360	1 901 561	844 508		60,00	2,47
Остаток		346 501	153 886	2 065	306 862	136 282		60,00	2,47
Всего в будущем		2 587 562	1 149 171	15 425	2 208 423	980 790		60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ,				
Окончательный		2 587 562	1 149 171	15 425	ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 32,66%				

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	39 192	9 115	6 477	0	54 784	2 430	702	51 652
2017	23 273	5 412	3 846	0	32 531	1 413	421	30 697
2018	15 602	3 629	2 578	0	21 809	928	280	20 601
2019	11 438	2 660	1 890	0	15 988	638	199	15 151
2020	8 442	1 963	1 395	0	11 800	447	144	11 209
2021	6 574	1 529	1 087	0	9 190	340	110	8 740
2022	5 267	1 225	870	0	7 362	266	88	7 008
2023	4 306	1 001	712	0	6 019	211	71	5 737
Итого	114 094	26 534	18 855	0	159 483	6 673	2 015	150 795
Остаток	18 411	4 282	3 042	0	25 735	777	296	24 662
Всего в будущем	132 505	30 816	21 897	0	185 218	7 450	2 311	175 457

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2014	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2015	0	0	14 610	0	14 610	-14 610	16 511	-7 680
2016	4 227	0	157	12 518	16 902	34 750	18 239	17 401
2017	2 639	0	154	7 433	10 226	20 471	38 710	9 269
2018	1 807	0	82	4 983	6 872	13 729	52 439	5 623
2019	1 423	0	46	3 653	5 122	10 029	62 438	3 716
2020	1 178	0	48	2 696	3 922	7 287	69 755	2 444
2021	1 001	0	36	2 100	3 137	5 603	75 358	1 700
2022	788	0	33	1 682	2 503	4 505	79 863	1 238
2023	693	0	31	1 376	2 100	3 637	83 500	904
Итого	13 756	0	17 098	36 441	67 295	83 500		32 722
Остаток	3 369	0	1 295	5 880	10 544	14 118	105 643	2 514
Всего в будущем	17 125	0	18 393	42 321	77 839	97 618		35 236

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАИКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 97

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
БИЙСКИЙ И АФОНИНСКИЙ
ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ

ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M	СРЕДНЯЯ МЕСЯЧНАЯ
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ							10,00%	1 701 656
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ							12,00%	1 436 876
ЗАМЕЧАНИЯ							15,00%	1 122 323
							20,00%	752 212
							25,00%	506 577

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	4	2 751 216	314 545	13 576	2 604 847	297 049	11 180	55,00	2,47
2011	10	4 013 004	994 364	22 704	3 792 946	939 373	16 238	60,00	2,47
2012	17	4 946 531	1 348 585	30 787	4 668 206	1 272 696	21 999	60,00	2,47
2013	21	10 965 495	3 083 356	70 395	9 601 951	2 699 973	46 676	60,00	2,47
2014	26	11 631 238	3 329 682	76 021	9 784 746	2 801 063	48 417	60,00	2,47
2015	28	11 255 737	3 645 329	83 228	9 469 086	3 076 170	53 174	60,00	2,47
2016	28	9 742 267	3 538 245	80 782	8 130 289	2 959 496	51 159	60,00	2,47
2017	28	7 126 301	3 377 601	77 117	5 983 973	2 840 827	49 108	60,00	2,47
2018	28	5 672 691	3 154 646	72 021	4 840 091	2 695 120	46 590	60,00	2,47
2019	28	4 509 952	2 917 343	66 607	3 974 152	2 572 512	44 468	60,00	2,47
2020	28	3 802 860	2 678 359	61 146	3 314 561	2 335 808	40 379	60,00	2,47
2021	28	3 367 291	2 450 200	55 943	2 949 280	2 147 436	37 121	60,00	2,47
2022	28	2 978 270	2 241 595	51 176	2 619 423	1 972 903	34 100	60,00	2,47
2023	28	2 631 021	2 050 875	46 827	2 317 023	1 807 562	31 251	60,00	2,47
Итого		85 393 874	35 124 725	808 330	74 050 574	30 417 988	531 860	59,82	2,47
Остаток		12 633 880	11 479 430	262 086	11 217 491	10 209 444	176 483	60,00	2,47
Всего в будущем		98 027 754	46 604 155	1 070 416	85 268 065	40 627 432	708 343	59,85	2,47
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		98 027 754	46 604 155	1 070 416					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	143 267	8 350	27 613	0	179 230	6 332	1 439	171 459
2011	227 576	29 515	40 108	0	297 199	10 691	2 814	283 694
2012	280 093	39 988	54 341	0	374 422	14 115	3 223	357 084
2013	576 117	84 833	115 281	0	776 231	33 450	8 534	734 247
2014	587 085	88 010	119 597	0	794 692	34 629	8 944	751 119
2015	568 145	96 653	131 344	0	796 142	34 070	9 884	752 188
2016	487 817	92 987	126 362	0	707 166	29 457	9 679	668 030
2017	359 039	89 259	121 296	0	569 594	21 004	9 385	539 205
2018	290 405	84 681	115 074	0	490 160	16 480	8 839	464 841
2019	238 449	80 828	109 839	0	429 116	12 653	8 232	408 231
2020	198 874	73 391	99 732	0	371 997	10 022	7 329	354 646
2021	176 957	67 473	91 689	0	336 199	8 722	6 658	320 739
2022	157 165	61 988	84 238	0	303 391	7 573	6 081	289 737
2023	139 022	56 794	77 178	0	272 994	6 530	5 526	260 938
Итого	4 430 011	954 750	1 313 692	0	6 698 453	245 728	96 567	6 356 158
Остаток	673 049	320 781	435 914	0	1 429 744	27 402	30 462	1 371 880
Всего в будущем	5 103 060	1 275 531	1 749 606	0	8 128 197	273 130	127 029	7 728 038

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			Дисконтирован ный по 10,00%
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	89 462	0	89 462	-89 462	-89 462	-88 613
2010	25 248	0	164 462	41 741	231 451	-59 992	-149 454	-54 227
2011	33 901	0	224 468	65 600	323 969	-40 275	-189 729	-32 850
2012	39 817	0	185 857	81 847	307 521	49 563	-140 166	36 683
2013	62 937	0	68 909	169 130	300 976	433 271	293 105	290 047
2014	65 566	0	95 363	172 822	333 751	417 368	710 473	254 517
2015	67 936	0	5 072	170 722	243 730	508 458	1 218 931	280 013
2016	58 207	0	2 543	149 612	210 362	457 668	1 676 599	228 413
2017	50 360	0	3 618	116 417	170 395	368 810	2 045 409	166 577
2018	44 921	0	2 456	97 941	145 318	319 523	2 364 932	130 653
2019	42 571	0	1 648	83 839	128 058	280 173	2 645 105	103 698
2020	41 382	0	1 960	71 733	115 075	239 571	2 884 676	80 226
2021	40 649	0	1 705	64 484	106 838	213 901	3 098 577	64 840
2022	36 202	0	1 759	57 896	95 857	193 880	3 292 457	53 201
2023	34 935	0	1 802	51 807	88 544	172 394	3 464 851	42 821
Итого	644 632	0	851 084	1 395 591	2 891 307	3 464 851		1 555 999
Остаток	207 391	0	61 125	264 681	533 197	838 683	4 303 534	145 772
Всего в будущем	852 023	0	912 209	1 660 272	3 424 504	4 303 534		1 701 771

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 98

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
БИЙСКИЙ И АФОННСКИЙ
ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ

ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M	СРЕДНИЕ ЦЕНЫ
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ							10,00%	408 959
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ							12,00%	361 467
ЗАМЕЧАНИЯ							15,00%	303 230
							20,00%	231 035
							25,00%	179 617

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	3	1 614 560	239 405	9 886	1 519 376	225 292	8 054	55,00	2,47
2011	4	2 254 156	612 349	13 981	2 122 076	576 468	9 965	60,00	2,47
2012	4	1 576 671	434 457	9 919	1 485 545	409 348	7 076	60,00	2,47
2013	4	2 436 300	683 460	15 604	2 097 580	588 436	10 173	60,00	2,47
2014	4	2 344 418	669 789	15 291	2 008 754	573 894	9 920	60,00	2,47
2015	4	1 128 309	644 709	14 720	983 638	562 044	9 715	60,00	2,47
2016	4	901 006	603 043	13 768	771 787	516 555	8 929	60,00	2,47
2017	4	795 078	556 057	12 695	685 948	479 734	8 293	60,00	2,47
2018	4	698 507	511 572	11 681	613 356	449 211	7 765	60,00	2,47
2019	4	612 297	470 648	10 745	552 032	424 324	7 335	60,00	2,47
2020	4	535 413	432 994	9 885	477 866	386 455	6 681	60,00	2,47
2021	4	466 908	398 356	9 096	418 578	357 122	6 172	60,00	2,47
2022	4	405 941	366 486	8 366	365 037	329 557	5 697	60,00	2,47
2023	4	351 738	337 169	7 698	316 744	303 624	5 249	60,00	2,47
Итого		16 121 302	6 960 494	163 335	14 418 317	6 182 064	111 024	59,47	2,47
Остаток		1 421 786	1 781 118	40 665	1 286 214	1 612 561	27 876	60,00	2,47
Всего в будущем		17 543 088	8 741 612	204 000	15 704 531	7 794 625	138 900	59,52	2,47
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		17 543 088	8 741 612	204 000					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				Итого	РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее		Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	83 566	6 333	19 893	0	109 792	4 279	1 049	104 464
2011	127 324	18 113	24 613	0	170 050	6 620	1 739	161 691
2012	89 133	12 861	17 478	0	119 472	4 528	1 214	113 730
2013	125 855	18 489	25 125	0	169 469	6 570	1 788	161 111
2014	120 525	18 032	24 503	0	163 060	6 123	1 714	155 223
2015	59 018	17 659	23 998	0	100 675	2 809	1 666	96 200
2016	46 307	16 230	22 056	0	84 593	2 084	1 532	80 977
2017	41 157	15 074	20 483	0	76 714	1 708	1 422	73 584
2018	36 802	14 114	19 180	0	70 096	1 391	1 332	67 373
2019	33 122	13 332	18 117	0	64 571	1 196	1 258	62 117
2020	28 672	12 142	16 501	0	57 315	1 017	1 145	55 153
2021	25 114	11 221	15 248	0	51 583	872	1 059	49 652
2022	21 902	10 355	14 071	0	46 328	742	977	44 609
2023	19 005	9 540	12 964	0	41 509	626	900	39 983
Итого	857 502	193 495	274 230	0	1 325 227	40 565	18 795	1 265 867
Остаток	77 173	50 666	68 852	0	196 691	2 353	4 781	189 557
Всего в будущем	934 675	244 161	343 082	0	1 521 918	42 918	23 576	1 455 424

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				Итого	БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M		Дисконтирован ный по 10,00%
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка		Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	29 220	0	29 220	-29 220	-29 220	-28 620
2010	13 236	0	37 455	24 842	75 533	28 931	-289	25 721
2011	17 589	0	44 168	37 186	98 943	62 459	62 495	51 053
2012	11 597	0	16 088	26 087	53 772	59 958	122 417	44 538
2013	13 739	0	2 933	36 934	53 606	107 505	229 922	72 236
2014	13 300	0	2 070	35 468	50 838	104 385	334 307	63 495
2015	8 934	0	1 006	20 041	29 981	66 219	400 526	36 539
2016	7 352	0	663	16 443	24 458	56 519	457 045	28 187
2017	6 964	0	1 144	14 810	22 918	50 666	507 711	22 875
2018	6 533	0	828	13 436	20 797	46 576	554 287	19 036
2019	6 470	0	537	12 282	19 289	42 828	597 115	15 845
2020	6 393	0	626	10 815	17 834	37 319	634 434	12 497
2021	6 268	0	536	9 650	16 454	33 198	667 632	10 065
2022	5 558	0	549	8 587	14 694	29 915	697 547	8 209
2023	5 339	0	562	7 620	13 521	26 462	724 009	6 573
Итого	129 272	0	138 385	274 201	541 858	724 009	838 661	388 249
Остаток	27 791	0	12 562	34 552	74 905	114 652		20 710
Всего в будущем	157 063	0	150 947	308 753	616 763	838 661		408 959

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 99

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
БИЙСКИЙ И АФОННСКИЙ
ИТОГО ВЕРОЯТНЫЕ

ИТОГО ВЕРОЯТНЫЕ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М	СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/бarr.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ							10,00%	1 292 696
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ							12,00%	1 075 410
ЗАМЕЧАНИЯ							15,00%	819 093
							20,00%	521 177
							25,00%	326 959

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, barr.	Продукция установок, barr.	Газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, barr.	Продукция установок, barr.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, \$/barr.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	1	1 136 656	75 140	3 690	1 085 471	71 757	3 126	55,00	2,47
2011	6	1 758 848	382 015	8 723	1 670 870	362 905	6 273	60,00	2,47
2012	13	3 369 860	914 128	20 868	3 182 661	863 348	14 923	60,00	2,47
2013	17	8 529 195	2 399 896	54 791	7 504 371	2 111 537	36 503	60,00	2,47
2014	22	9 286 820	2 659 893	60 730	7 775 992	2 227 169	38 497	60,00	2,47
2015	24	10 127 428	3 000 620	68 508	8 485 448	2 514 126	43 459	60,00	2,47
2016	24	8 841 261	2 935 202	67 014	7 358 502	2 442 941	42 230	60,00	2,47
2017	24	6 331 223	2 821 544	64 422	5 298 025	2 361 093	40 815	60,00	2,47
2018	24	4 974 184	2 643 074	60 340	4 226 735	2 245 909	38 825	60,00	2,47
2019	24	3 897 655	2 446 695	55 862	3 422 120	2 148 188	37 133	60,00	2,47
2020	24	3 267 447	2 245 365	51 261	2 836 695	1 949 353	33 698	60,00	2,47
2021	24	2 900 383	2 051 844	46 847	2 530 702	1 790 314	30 949	60,00	2,47
2022	24	2 572 329	1 875 109	42 810	2 254 386	1 643 346	28 403	60,00	2,47
2023	24	2 279 283	1 713 706	39 129	2 000 279	1 503 938	26 002	60,00	2,47
Итого		69 272 572	28 164 231	644 995	59 632 257	24 235 924	420 836	59,91	2,47
Остаток		11 212 094	9 698 312	221 421	9 931 277	8 596 883	148 607	60,00	2,47
Всего в будущем		80 484 666	37 862 543	866 416	69 563 534	32 832 807	569 443	59,92	2,47
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		80 484 666	37 862 543	866 416					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	59 701	2 017	7 720	0	69 438	2 054	389	66 995
2011	100 252	11 403	15 495	0	127 150	4 070	1 076	122 004
2012	190 960	27 126	36 863	0	254 949	9 586	2 010	243 353
2013	450 262	66 344	90 156	0	606 762	26 881	6 745	573 136
2014	466 560	69 978	95 094	0	631 632	28 507	7 230	595 895
2015	509 127	78 994	107 346	0	695 467	31 260	8 218	655 989
2016	441 510	76 757	104 307	0	622 574	27 374	8 147	587 053
2017	317 881	74 186	100 812	0	492 879	19 295	7 963	465 621
2018	253 604	70 566	95 894	0	420 064	15 089	7 507	397 468
2019	205 327	67 496	91 721	0	364 544	11 458	6 974	346 112
2020	170 202	61 249	83 232	0	314 683	9 003	6 184	299 496
2021	151 842	56 252	76 441	0	284 535	7 851	5 599	271 085
2022	135 263	51 634	70 167	0	257 064	6 830	5 104	245 130
2023	120 017	47 253	64 214	0	231 484	5 905	4 626	220 953
Итого	3 572 508	761 255	1 039 462	0	5 373 225	205 163	77 772	5 090 290
Остаток	595 877	270 114	367 062	0	1 233 053	25 049	25 681	1 182 323
Всего в будущем	4 168 385	1 031 369	1 406 524	0	6 606 278	230 212	103 453	6 272 613

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтирован Совокупный	ный по 10,00%
2009	0	0	60 242	0	60 242	-60 242	60 242	-59 993
2010	12 012	0	127 007	16 899	155 918	-88 923	-149 165	-79 948
2011	16 312	0	180 301	28 414	225 027	-103 023	-252 188	-83 903
2012	28 220	0	169 767	55 760	253 747	-10 394	-262 582	-7 855
2013	49 197	0	65 977	132 196	247 370	325 766	63 184	217 811
2014	52 267	0	93 294	137 354	282 915	312 980	376 164	191 022
2015	59 002	0	4 064	150 681	213 747	442 242	818 406	243 474
2016	50 855	0	1 881	133 169	185 905	401 148	1 219 554	200 226
2017	43 396	0	2 474	101 606	147 476	318 145	1 537 699	143 702
2018	38 388	0	1 629	84 506	124 523	272 945	1 810 644	111 616
2019	36 101	0	1 110	71 556	108 767	237 345	2 047 989	87 854
2020	34 989	0	1 335	60 919	97 243	202 253	2 250 242	67 729
2021	34 381	0	1 168	54 834	90 383	180 702	2 430 944	54 775
2022	30 644	0	1 210	49 309	81 163	163 967	2 594 911	44 992
2023	29 596	0	1 240	44 187	75 023	145 930	2 740 841	36 248
Итого	515 360	0	712 699	1 121 390	2 349 449	2 740 841		1 167 750
Остаток	179 600	0	48 562	230 129	458 291	724 032	3 464 873	125 061
Всего в будущем	694 960	0	761 261	1 351 519	2 807 740	3 464 873		1 292 811

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 100

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
БИЙСКИЙ И АФОНИНСКИЙ, ЗАПАДНЫЙ УЧАСТОК
ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ

ДОКАЗАННЫЕ И ВЕРОЯТНЫЕ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M	СРЕДНЯЯ МЕСЯЧНАЯ
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ							10,00%	522 693
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ							12,00%	430 189
ЗАМЕЧАНИЯ							15,00%	322 749
							20,00%	201 044
							25,00%	124 394

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	1	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011	4	30 071	8 346	191	28 566	7 928	137	60,00	2,47
2012	7	465 943	129 891	2 965	440 059	122 676	2 120	60,00	2,47
2013	12	2 102 739	589 346	13 454	1 850 086	518 534	8 964	60,00	2,47
2014	14	3 165 755	893 613	20 403	2 650 734	748 236	12 934	60,00	2,47
2015	14	4 501 209	1 278 476	29 189	3 771 419	1 071 196	18 517	60,00	2,47
2016	14	4 378 262	1 260 598	28 781	3 643 988	1 049 182	18 136	60,00	2,47
2017	14	3 426 340	1 230 810	28 103	2 867 191	1 029 953	17 805	60,00	2,47
2018	14	2 778 497	1 184 515	27 041	2 360 986	1 006 521	17 399	60,00	2,47
2019	14	1 951 121	1 121 804	25 614	1 713 073	984 940	17 026	60,00	2,47
2020	14	1 542 746	1 041 830	23 784	1 339 364	904 483	15 635	60,00	2,47
2021	14	1 373 129	958 497	21 884	1 198 112	836 325	14 458	60,00	2,47
2022	14	1 220 754	881 820	20 134	1 069 866	772 829	13 357	60,00	2,47
2023	14	1 083 969	811 274	18 523	951 281	711 967	12 309	60,00	2,47
Итого		28 020 535	11 390 820	260 066	23 884 725	9 764 770	168 797	60,00	2,47
Остаток		5 250 122	4 612 225	105 301	4 647 961	4 086 563	70 641	60,00	2,47
Всего в будущем		33 270 657	16 003 045	365 367	28 532 686	13 851 333	239 438	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		33 270 657	16 003 045	365 367					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	1 714	249	339	0	2 302	70	24	2 208
2012	26 404	3 855	5 237	0	35 496	1 325	285	33 886
2013	111 005	16 292	22 140	0	149 437	6 627	1 656	141 154
2014	159 044	23 509	31 948	0	214 501	9 718	2 429	202 354
2015	226 285	33 657	45 737	0	305 679	13 894	3 502	288 283
2016	218 639	32 966	44 797	0	296 402	13 555	3 499	279 348
2017	172 032	32 361	43 976	0	248 369	10 443	3 473	234 453
2018	141 659	31 625	42 976	0	216 260	8 428	3 365	204 467
2019	102 784	30 947	42 054	0	175 785	5 736	3 197	166 852
2020	80 362	28 418	38 619	0	147 399	4 251	2 870	140 278
2021	71 887	26 278	35 709	0	133 874	3 716	2 615	127 543
2022	64 192	24 282	32 997	0	121 471	3 242	2 400	115 829
2023	57 077	22 370	30 399	0	109 846	2 808	2 190	104 848
Итого	1 433 084	306 809	416 928	0	2 156 821	83 813	31 505	2 041 503
Остаток	278 877	128 400	174 485	0	581 762	11 790	12 209	557 763
Всего в будущем	1 711 961	435 209	591 413	0	2 738 583	95 603	43 714	2 599 266

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			Дисконтирован ный по 10,00%
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	26 619	0	26 619	-26 619	-26 619	-26 509
2010	0	0	0	0	0	0	-26 619	0
2011	216	0	14 610	502	15 328	-13 120	-39 739	-10 462
2012	3 876	0	53 255	7 741	64 872	-30 986	-70 725	-22 884
2013	12 089	0	58 907	32 572	103 568	37 586	-33 139	24 157
2014	17 733	0	89 669	46 718	154 120	48 234	15 095	29 980
2015	25 837	0	1 790	66 532	94 159	194 124	209 219	106 850
2016	23 925	0	899	64 419	89 243	190 105	399 324	94 751
2017	21 427	0	1 232	52 630	75 289	159 164	558 488	71 825
2018	19 323	0	822	44 845	64 990	139 477	697 965	57 069
2019	17 252	0	529	34 960	52 741	114 111	812 076	42 263
2020	16 364	0	625	28 612	45 601	94 677	906 753	31 704
2021	16 159	0	549	25 853	42 561	84 982	991 735	25 759
2022	14 469	0	572	23 334	38 375	77 454	1 069 189	21 252
2023	14 039	0	588	20 983	35 610	69 238	1 138 427	17 198
Итого	202 709	0	250 666	449 701	903 076	1 138 427		462 953
Остаток	83 909	0	20 338	108 304	212 551	345 212	1 483 639	59 855
Всего в будущем	286 618	0	271 004	558 005	1 115 627	1 483 639		522 808

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 101

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ
БИЙСКИЙ И АФОНИНСКИЙ, ЗАПАДНЫЙ УЧАСТОК
ИТОГО ВЕРОЯТНЫЕ

ИТОГО ВЕРОЯТНЫЕ

Период	Кол-во скв.	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M	
		Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	СОСТАВНАЯ	МЕСЯЧНАЯ
				Газ					
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ								10,00%	522 693
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ								12,00%	430 189
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	322 749
								20,00%	201 044
								25,00%	124 394
РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.									
Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	1	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011	4	30 071	8 346	191	28 566	7 928	137	60,00	2,47
2012	7	465 943	129 891	2 965	440 059	122 676	2 120	60,00	2,47
2013	12	2 102 739	589 346	13 454	1 850 086	518 534	8 964	60,00	2,47
2014	14	3 165 755	893 613	20 403	2 650 734	748 236	12 934	60,00	2,47
2015	14	4 501 209	1 278 476	29 189	3 771 419	1 071 196	18 517	60,00	2,47
2016	14	4 378 262	1 260 598	28 781	3 643 988	1 049 182	18 136	60,00	2,47
2017	14	3 426 340	1 230 810	28 103	2 867 191	1 029 953	17 805	60,00	2,47
2018	14	2 778 497	1 184 515	27 041	2 360 986	1 006 521	17 399	60,00	2,47
2019	14	1 951 121	1 121 804	25 614	1 713 073	984 940	17 026	60,00	2,47
2020	14	1 542 746	1 041 830	23 784	1 339 364	904 483	15 635	60,00	2,47
2021	14	1 373 129	958 497	21 884	1 198 112	836 325	14 458	60,00	2,47
2022	14	1 220 754	881 820	20 134	1 069 866	772 829	13 357	60,00	2,47
2023	14	1 083 969	811 274	18 523	951 281	711 967	12 309	60,00	2,47
Итого		28 020 535	11 390 820	260 066	23 884 725	9 764 770	168 797	60,00	2,47
Остаток		5 250 122	4 612 225	105 301	4 647 961	4 086 563	70 641	60,00	2,47
Всего в будущем		33 270 657	16 003 045	365 367	28 532 686	13 851 333	239 438	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		33 270 657	16 003 045	365 367					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	1 714	249	339	0	2 302	70	24	2 208
2012	26 404	3 855	5 237	0	35 496	1 325	285	33 886
2013	111 005	16 292	22 140	0	149 437	6 627	1 656	141 154
2014	159 044	23 509	31 948	0	214 501	9 718	2 429	202 354
2015	226 285	33 657	45 737	0	305 679	13 894	3 502	288 283
2016	218 639	32 966	44 797	0	296 402	13 555	3 499	279 348
2017	172 032	32 361	43 976	0	248 369	10 443	3 473	234 453
2018	141 659	31 625	42 976	0	216 260	8 428	3 365	204 467
2019	102 784	30 947	42 054	0	175 785	5 736	3 197	166 852
2020	80 362	28 418	38 619	0	147 399	4 251	2 870	140 278
2021	71 887	26 278	35 709	0	133 874	3 716	2 615	127 543
2022	64 192	24 282	32 997	0	121 471	3 242	2 400	115 829
2023	57 077	22 370	30 399	0	109 846	2 808	2 190	104 848
Итого	1 433 084	306 809	416 928	0	2 156 821	83 813	31 505	2 041 503
Остаток	278 877	128 400	174 485	0	581 762	11 790	12 209	557 763
Всего в будущем	1 711 961	435 209	591 413	0	2 738 583	95 603	43 714	2 599 266

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			Дисконтированный по 10,00%
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	26 619	0	26 619	-26 619	-26 619	-26 509
2010	0	0	0	0	0	0	-26 619	0
2011	216	0	14 610	502	15 328	-13 120	-39 739	-10 462
2012	3 876	0	53 255	7 741	64 872	-30 986	-70 725	-22 884
2013	12 089	0	58 907	32 572	103 568	37 586	-33 139	24 157
2014	17 733	0	89 669	46 718	154 120	48 234	15 095	29 980
2015	25 837	0	1 790	66 532	94 159	194 124	209 219	106 850
2016	23 925	0	899	64 419	89 243	190 105	399 324	94 751
2017	21 427	0	1 232	52 630	75 289	159 164	558 488	71 825
2018	19 323	0	822	44 845	64 990	139 477	697 965	57 069
2019	17 252	0	529	34 960	52 741	114 111	812 076	42 263
2020	16 364	0	625	28 612	45 601	94 677	906 753	31 704
2021	16 159	0	549	25 853	42 561	84 982	991 735	25 759
2022	14 469	0	572	23 334	38 375	77 454	1 069 189	21 252
2023	14 039	0	588	20 983	35 610	69 238	1 138 427	17 198
Итого	202 709	0	250 666	449 701	903 076	1 138 427		462 953
Остаток	83 909	0	20 338	108 304	212 551	345 212	1 483 639	59 855
Всего в будущем	286 618	0	271 004	558 005	1 115 627	1 483 639		522 808

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 102

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ

БИЙСКИЙ И АФОНИНСКИЙ, СЕВЕРО-ВОСТОЧНЫЙ УЧАСТОК
ИТОГО ВЕРОЯТНЫЕ И ДОКАЗАННЫЕ

ВЕРОЯТНЫЕ И ДОКАЗАННЫЕ

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ		
Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб. фут

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ **МЕСЯЧНАЯ**

10,00%	1 178 962
12,00%	1 006 688
15,00%	799 575
20,00%	551 168
25,00%	382 183

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	4	2 751 216	314 545	13 576	2 604 847	297 049	11 180	55,00	0,00
2011	9	3 982 933	986 018	22 513	3 764 380	931 445	16 101	60,00	2,47
2012	13	4 480 588	1 218 694	27 822	4 228 147	1 150 020	19 879	60,00	2,47
2013	14	8 862 756	2 494 010	56 941	7 751 865	2 181 439	37 712	60,00	2,47
2014	14	8 465 483	2 436 069	55 618	7 134 012	2 052 827	35 483	60,00	2,47
2015	14	6 754 528	2 366 853	54 039	5 697 667	2 004 974	34 657	60,00	2,47
2016	14	5 364 005	2 277 647	52 001	4 486 301	1 910 314	33 023	60,00	2,47
2017	14	3 699 961	2 146 791	49 014	3 116 782	1 810 874	31 303	60,00	2,47
2018	14	2 894 194	1 970 131	44 980	2 479 105	1 688 599	29 191	60,00	2,47
2019	14	2 558 831	1 795 539	40 993	2 261 079	1 587 572	27 442	60,00	2,47
2020	14	2 260 114	1 636 529	37 362	1 975 197	1 431 325	24 744	60,00	2,47
2021	14	1 994 162	1 491 703	34 059	1 751 168	1 311 111	22 663	60,00	2,47
2022	14	1 757 516	1 359 775	31 042	1 549 557	1 200 074	20 743	60,00	2,47
2023	14	1 547 052	1 239 601	28 304	1 365 742	1 095 595	18 942	60,00	2,47
Итого		57 373 339	23 733 905	548 264	50 165 849	20 653 218	363 063	59,74	2,47
Остаток		7 383 758	6 867 205	156 785	6 569 530	6 122 881	105 842	60,00	2,47
Всего в будущем		64 757 097	30 601 110	705 049	56 735 379	26 776 099	468 905	59,77	2,47
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		64 757 097	30 601 110	705 049					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	143 267	8 350	27 613	0	179 230	6 332	1 439	171 459
2011	225 862	29 266	39 770	0	294 898	10 622	2 791	281 485
2012	253 689	36 134	49 102	0	338 925	12 788	2 937	323 200
2013	465 112	68 541	93 142	0	626 795	26 824	6 877	593 094
2014	428 041	64 499	87 650	0	580 190	24 912	6 515	548 763
2015	341 860	62 997	85 606	0	490 463	20 175	6 383	463 905
2016	269 178	60 022	81 565	0	410 765	15 902	6 180	388 683
2017	187 007	56 897	77 320	0	321 224	10 561	5 911	304 752
2018	148 746	53 056	72 098	0	273 900	8 052	5 475	260 373
2019	135 665	49 882	67 785	0	253 332	6 918	5 034	241 380
2020	118 512	44 972	61 113	0	224 597	5 770	4 460	214 367
2021	105 070	41 195	55 981	0	202 246	5 005	4 043	193 198
2022	92 973	37 706	51 240	0	181 919	4 332	3 681	173 906
2023	81 945	34 424	46 779	0	163 148	3 722	3 336	156 090
Итого	2 996 927	647 941	896 764	0	4 541 632	161 915	65 062	4 314 655
Остаток	394 172	192 381	261 429	0	847 982	15 612	18 254	814 116
Всего в будущем	3 391 099	840 322	1 158 193	0	5 389 614	177 527	83 316	5 128 771

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			Дисконтированный по 10,00%
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	62 844	0	62 844	-62 844	-62 844	-62 104
2010	25 248	0	164 461	41 741	231 450	-59 991	-122 835	-54 227
2011	33 685	0	209 858	65 098	308 641	-27 156	-149 991	-22 388
2012	35 941	0	132 601	74 105	242 647	80 553	-69 438	59 568
2013	50 847	0	10 003	136 559	197 409	395 685	326 247	265 889
2014	47 834	0	5 694	126 104	179 632	369 131	695 378	224 537
2015	42 099	0	3 282	104 191	149 572	314 333	1 009 711	173 164
2016	34 282	0	1 644	85 192	121 118	267 565	1 277 276	133 662
2017	28 934	0	2 386	63 786	95 106	209 646	1 486 922	94 750
2018	25 597	0	1 634	53 097	80 328	180 045	1 666 967	73 585
2019	25 319	0	1 120	48 878	75 317	166 063	1 833 030	61 435
2020	25 018	0	1 335	43 121	69 474	144 893	1 977 923	48 522
2021	24 491	0	1 155	38 632	64 278	128 920	2 106 843	39 081
2022	21 732	0	1 187	34 563	57 482	116 424	2 223 267	31 948
2023	20 896	0	1 214	30 823	52 933	103 157	2 326 424	25 625
Итого	441 923	0	600 418	945 890	1 988 231	2 326 424		1 093 047
Остаток	123 482	0	40 787	156 377	320 646	493 470	2 819 894	85 915
Всего в будущем	565 405	0	641 205	1 102 267	2 308 877	2 819 894		1 178 962

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 103

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ

БИЙСКИЙ И АФОНИНСКИЙ, СЕВЕРО-ВОСТОЧНЫЙ УЧАСТОК
ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ

ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М	СРЕДНИЕ ЦЕНЫ
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ							10,00%	408 959
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ							12,00%	361 467
ЗАМЕЧАНИЯ							15,00%	303 230
							20,00%	231 035
							25,00%	179 617

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	3	1 614 560	239 405	9 886	1 519 376	225 292	8 054	55,00	2,47
2011	4	2 254 156	612 349	13 981	2 122 076	576 468	9 965	60,00	2,47
2012	4	1 576 671	434 457	9 919	1 485 545	409 348	7 076	60,00	2,47
2013	4	2 436 300	683 460	15 604	2 097 580	588 436	10 173	60,00	2,47
2014	4	2 344 418	669 789	15 291	2 008 754	573 894	9 920	60,00	2,47
2015	4	1 128 309	644 709	14 720	983 638	562 044	9 715	60,00	2,47
2016	4	901 006	603 043	13 768	771 787	516 555	8 929	60,00	2,47
2017	4	795 078	556 057	12 695	685 948	479 734	8 293	60,00	2,47
2018	4	698 507	511 572	11 681	613 356	449 211	7 765	60,00	2,47
2019	4	612 297	470 648	10 745	552 032	424 324	7 335	60,00	2,47
2020	4	535 413	432 994	9 885	477 866	386 455	6 681	60,00	2,47
2021	4	466 908	398 356	9 096	418 578	357 122	6 172	60,00	2,47
2022	4	405 941	366 486	8 366	365 037	329 557	5 697	60,00	2,47
2023	4	351 738	337 169	7 698	316 744	303 624	5 249	60,00	2,47
Итого		16 121 302	6 960 494	163 335	14 418 317	6 182 064	111 024	59,47	2,47
Остаток		1 421 786	1 781 118	40 665	1 286 214	1 612 561	27 876	60,00	2,47
Всего в будущем		17 543 088	8 741 612	204 000	15 704 531	7 794 625	138 900	59,52	2,47
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		17 543 088	8 741 612	204 000					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				Итого	РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее		Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	83 566	6 333	19 893	0	109 792	4 279	1 049	104 464
2011	127 324	18 113	24 613	0	170 050	6 620	1 739	161 691
2012	89 133	12 861	17 478	0	119 472	4 528	1 214	113 730
2013	125 855	18 489	25 125	0	169 469	6 570	1 788	161 111
2014	120 525	18 032	24 503	0	163 060	6 123	1 714	155 223
2015	59 018	17 659	23 998	0	100 675	2 809	1 666	96 200
2016	46 307	16 230	22 056	0	84 593	2 084	1 532	80 977
2017	41 157	15 074	20 483	0	76 714	1 708	1 422	73 584
2018	36 802	14 114	19 180	0	70 096	1 391	1 332	67 373
2019	33 122	13 332	18 117	0	64 571	1 196	1 258	62 117
2020	28 672	12 142	16 501	0	57 315	1 017	1 145	55 153
2021	25 114	11 221	15 248	0	51 583	872	1 059	49 652
2022	21 902	10 355	14 071	0	46 328	742	977	44 609
2023	19 005	9 540	12 964	0	41 509	626	900	39 983
Итого	857 502	193 495	274 230	0	1 325 227	40 565	18 795	1 265 867
Остаток	77 173	50 666	68 852	0	196 691	2 353	4 781	189 557
Всего в будущем	934 675	244 161	343 082	0	1 521 918	42 918	23 576	1 455 424

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				Итого	БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М		Дисконтирован ный по 10,00%
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка		Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	29 220	0	29 220	-29 220	-29 220	-28 620
2010	13 236	0	37 455	24 842	75 533	28 931	-289	25 721
2011	17 589	0	44 168	37 186	98 943	62 459	62 495	51 053
2012	11 597	0	16 088	26 087	53 772	59 958	122 417	44 538
2013	13 739	0	2 933	36 934	53 606	107 505	229 922	72 236
2014	13 300	0	2 070	35 468	50 838	104 385	334 307	63 495
2015	8 934	0	1 006	20 041	29 981	66 219	400 526	36 539
2016	7 352	0	663	16 443	24 458	56 519	457 045	28 187
2017	6 964	0	1 144	14 810	22 918	50 666	507 711	22 875
2018	6 533	0	828	13 436	20 797	46 576	554 287	19 036
2019	6 470	0	537	12 282	19 289	42 828	597 115	15 845
2020	6 393	0	626	10 815	17 834	37 319	634 434	12 497
2021	6 268	0	536	9 650	16 454	33 198	667 632	10 065
2022	5 558	0	549	8 587	14 694	29 915	697 547	8 209
2023	5 339	0	562	7 620	13 521	26 462	724 009	6 573
Итого	129 272	0	138 385	274 201	541 858	724 009	838 661	388 249
Остаток	27 791	0	12 562	34 552	74 905	114 652		20 710
Всего в будущем	157 063	0	150 947	308 753	616 763	838 661		408 959

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 104

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ

БИЙСКИЙ И АФОНИНСКИЙ, СЕВЕРО-ВОСТОЧНЫЙ УЧАСТОК
ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ, НЕРАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ

ДОКАЗАННЫЕ, НЕРАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ		
Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.
					Газ \$/млн куб.фут

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ

МЕСЯЧНАЯ

10,00%	94 352
12,00%	81 792
15,00%	66 651
20,00%	48 385
25,00%	35 839

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011	1	347 924	92 981	2 123	327 538	87 533	1 513	60,00	2,47
2012	1	424 655	114 974	2 625	400 111	108 329	1 873	60,00	2,47
2013	1	656 368	180 869	4 129	565 113	155 722	2 692	60,00	2,47
2014	1	631 797	177 251	4 047	541 339	151 874	2 625	60,00	2,47
2015	1	281 551	173 707	3 966	245 451	151 434	2 618	60,00	2,47
2016	1	262 902	168 911	3 856	225 197	144 686	2 501	60,00	2,47
2017	1	233 740	156 656	3 577	201 658	135 154	2 336	60,00	2,47
2018	1	205 736	144 124	3 291	180 656	126 555	2 188	60,00	2,47
2019	1	180 716	132 595	3 027	162 929	119 544	2 066	60,00	2,47
2020	1	158 383	121 986	2 785	141 360	108 875	1 882	60,00	2,47
2021	1	138 466	112 228	2 562	124 133	100 611	1 739	60,00	2,47
2022	1	120 723	103 249	2 357	108 559	92 845	1 605	60,00	2,47
2023	1	104 932	94 990	2 169	94 492	85 539	1 479	60,00	2,47
Итого		3 747 893	1 774 521	40 514	3 318 536	1 568 701	27 117	60,00	2,47
Остаток		456 076	546 879	12 486	413 825	497 301	8 597	60,00	2,47
Всего в будущем		4 203 969	2 321 400	53 000	3 732 361	2 066 002	35 714	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		4 203 969	2 321 400	53 000					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	19 652	2 750	3 737	0	26 139	1 022	264	24 853
2012	24 007	3 404	4 626	0	32 037	1 219	321	30 497
2013	33 907	4 893	6 649	0	45 449	1 770	473	43 206
2014	32 480	4 772	6 484	0	43 736	1 650	454	41 632
2015	14 727	4 758	6 466	0	25 951	701	449	24 801
2016	13 512	4 546	6 178	0	24 236	608	429	23 199
2017	12 099	4 246	5 770	0	22 115	503	401	21 211
2018	10 840	3 977	5 404	0	20 221	409	375	19 437
2019	9 776	3 756	5 104	0	18 636	353	354	17 929
2020	8 481	3 421	4 649	0	16 551	301	323	15 927
2021	7 448	3 161	4 296	0	14 905	259	298	14 348
2022	6 514	2 917	3 964	0	13 395	221	276	12 898
2023	5 669	2 688	3 652	0	12 009	186	253	11 570
Итого	199 112	49 289	66 979	0	315 380	9 202	4 670	301 508
Остаток	24 830	15 625	21 233	0	61 688	756	1 475	59 457
Всего в будущем	223 942	64 914	88 212	0	377 068	9 958	6 145	360 965

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	2 362	0	22 531	5 726	30 619	-5 766	-5 766	-5 178
2012	3 105	0	4 312	7 008	14 425	16 072	10 306	11 937
2013	3 679	0	786	9 923	14 388	28 818	39 124	19 363
2014	3 562	0	555	9 532	13 649	27 983	67 107	17 022
2015	2 321	0	277	5 108	7 706	17 095	84 202	9 414
2016	2 098	0	190	4 740	7 028	16 171	100 373	8 062
2017	1 999	0	330	4 298	6 627	14 584	114 957	6 586
2018	1 876	0	238	3 903	6 017	13 420	128 377	5 484
2019	1 860	0	155	3 571	5 586	12 343	140 720	4 566
2020	1 838	0	181	3 147	5 166	10 761	151 481	3 604
2021	1 804	0	154	2 811	4 769	9 579	161 060	2 904
2022	1 600	0	159	2 505	4 264	8 634	169 694	2 369
2023	1 538	0	162	2 225	3 925	7 645	177 339	1 899
Итого	29 642	0	30 030	64 497	124 169	177 339		88 032
Остаток	8 827	0	3 581	10 912	23 320	36 137	213 476	6 320
Всего в будущем	38 469	0	33 611	75 409	147 489	213 476		94 352

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 105

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ

БИЙСКИЙ И АФОНИНСКИЙ, СЕВЕРО-ВОСТОЧНЫЙ УЧАСТОК
ИТОГО ДОКАЗАННЫЕ, НЕРАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ

ДОКАЗАННЫЕ, НЕРАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ		
Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.
					Газ \$/млн куб.фут

ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ **МЕСЯЧНАЯ**

10,00%	314 607
12,00%	279 674
15,00%	236 579
20,00%	182 650
25,00%	143 778

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	3	1 614 560	239 405	9 886	1 519 376	225 292	8 054	55,00	2,47
2011	3	1 906 232	519 368	11 858	1 794 538	488 935	8 452	60,00	2,47
2012	3	1 152 016	319 483	7 294	1 085 434	301 019	5 203	60,00	2,47
2013	3	1 779 932	502 591	11 475	1 532 467	432 714	7 481	60,00	2,47
2014	3	1 712 621	492 538	11 244	1 467 415	422 020	7 295	60,00	2,47
2015	3	846 758	471 002	10 754	738 187	410 610	7 097	60,00	2,47
2016	3	638 104	434 132	9 912	546 590	371 869	6 428	60,00	2,47
2017	3	561 338	399 401	9 118	484 290	344 580	5 957	60,00	2,47
2018	3	492 771	367 448	8 390	432 700	322 656	5 577	60,00	2,47
2019	3	431 581	338 053	7 718	389 103	304 780	5 269	60,00	2,47
2020	3	377 030	311 008	7 100	336 506	277 580	4 799	60,00	2,47
2021	3	328 442	286 128	6 534	294 445	256 511	4 433	60,00	2,47
2022	3	285 218	263 237	6 009	256 478	236 712	4 092	60,00	2,47
2023	3	246 806	242 179	5 529	222 252	218 085	3 770	60,00	2,47
Итого		12 373 409	5 185 973	122 821	11 099 781	4 613 363	83 907	59,32	2,47
Остаток		965 710	1 234 239	28 179	872 389	1 115 260	19 279	60,00	2,47
Всего в будущем		13 339 119	6 420 212	151 000	11 972 170	5 728 623	103 186	59,37	2,47
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		13 339 119	6 420 212	151 000					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	83 566	6 333	19 893	0	109 792	4 279	1 049	104 464
2011	107 672	15 362	20 876	0	143 910	5 599	1 475	136 836
2012	65 126	9 458	12 852	0	87 436	3 308	892	83 236
2013	91 948	13 596	18 476	0	124 020	4 800	1 315	117 905
2014	88 045	13 260	18 019	0	119 324	4 472	1 261	113 591
2015	44 291	12 901	17 532	0	74 724	2 109	1 217	71 398
2016	32 796	11 685	15 878	0	60 359	1 475	1 103	57 781
2017	29 057	10 826	14 712	0	54 595	1 206	1 021	52 368
2018	25 962	10 138	13 777	0	49 877	982	957	47 938
2019	23 346	9 576	13 013	0	45 935	842	903	44 190
2020	20 190	8 722	11 852	0	40 764	717	823	39 224
2021	17 667	8 059	10 952	0	36 678	613	761	35 304
2022	15 389	7 438	10 107	0	32 934	522	702	31 710
2023	13 335	6 852	9 312	0	29 499	439	646	28 414
Итого	658 390	144 206	207 251	0	1 009 847	31 363	14 125	964 359
Остаток	52 343	35 042	47 618	0	135 003	1 597	3 307	130 099
Всего в будущем	710 733	179 248	254 869	0	1 144 850	32 960	17 432	1 094 458

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			Дисконтированный по 10,00%
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	29 220	0	29 220	-29 220	-29 220	-28 620
2010	13 236	0	37 455	24 842	75 533	28 931	-289	25 721
2011	15 227	0	21 637	31 460	68 324	68 512	68 223	56 230
2012	8 492	0	11 777	19 079	39 348	43 888	112 111	32 602
2013	10 060	0	2 146	27 010	39 216	78 689	190 800	52 873
2014	9 738	0	1 515	25 937	37 190	76 401	267 201	46 473
2015	6 613	0	730	14 933	22 276	49 122	316 323	27 126
2016	5 254	0	471	11 703	17 428	40 353	356 676	20 124
2017	4 965	0	815	10 512	16 292	36 076	392 752	16 289
2018	4 656	0	589	9 533	14 778	33 160	425 912	13 553
2019	4 611	0	383	8 712	13 706	30 484	456 396	11 278
2020	4 555	0	445	7 667	12 667	26 557	482 953	8 893
2021	4 464	0	382	6 838	11 684	23 620	506 573	7 161
2022	3 958	0	390	6 083	10 431	21 279	527 852	5 839
2023	3 801	0	400	5 395	9 596	18 818	546 670	4 675
Итого	99 630	0	108 355	209 704	417 689	546 670		300 217
Остаток	18 964	0	8 982	23 639	51 585	78 514	625 184	14 390
Всего в будущем	118 594	0	117 337	233 343	469 274	625 184		314 607

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 106

ОБЩИЕ ОБЪЕМЫ

БИЙСКИЙ И АФОНИНСКИЙ, СЕВЕРО-ВОСТОЧНЫЙ УЧАСТОК
ИТОГО ВЕРОЯТНЫЕ

ИТОГО ВЕРОЯТНЫЕ

ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ
ЗАМЕЧАНИЯ

ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М	ИТОГО ВЕРОЯТНЫЕ СРЕДНЯЯ
Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
							10,00%	770 003
							12,00%	645 221
							15,00%	496 345
							20,00%	320 133
							25,00%	202 565

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/ конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	1	1 136 656	0	3 690	1 085 471	71 757	3 126	55,00	2,47
2011	5	1 728 777	75 140	8 532	1 642 304	354 977	6 136	60,00	2,47
2012	9	2 903 917	373 669	17 903	2 742 602	740 672	12 803	60,00	2,47
2013	10	6 426 456	784 237	41 337	5 654 285	1 593 003	27 539	60,00	2,47
2014	10	6 121 065	1 810 550	40 327	5 125 258	1 478 933	25 563	60,00	2,47
2015	10	5 626 219	1 766 280	39 319	4 714 029	1 442 930	24 942	60,00	2,47
2016	10	4 462 999	1 722 144	38 233	3 714 514	1 393 759	24 094	60,00	2,47
2017	10	2 904 883	1 674 604	36 319	2 430 834	1 331 140	23 010	60,00	2,47
2018	10	2 195 687	1 590 734	33 299	1 865 749	1 239 388	21 426	60,00	2,47
2019	10	1 946 534	1 458 559	30 248	1 709 047	1 163 248	20 107	60,00	2,47
2020	10	1 724 701	1 324 891	27 477	1 497 331	1 044 870	18 063	60,00	2,47
2021	10	1 527 254	1 203 535	24 963	1 332 590	953 989	16 491	60,00	2,47
2022	10	1 351 575	1 093 347	22 676	1 184 520	870 517	15 046	60,00	2,47
2023	10	1 195 314	993 289	20 606	1 048 998	791 971	13 693	60,00	2,47
Итого		41 252 037	16 773 411	384 929	35 747 532	14 471 154	252 039	59,85	2,47
Остаток		5 961 972	5 086 087	116 120	5 283 316	4 510 320	77 966	60,00	2,47
Всего в будущем		47 214 009	21 859 498	501 049	41 030 848	18 981 474	330 005	59,87	2,47
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		47 214 009	21 859 498	501 049					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				Итого	РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее		Нефть/ конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	59 701	2 017	7 720	0	69 438	2 054	389	66 995
2011	98 538	11 153	15 157	0	124 848	4 000	1 053	119 795
2012	164 556	23 272	31 624	0	219 452	8 261	1 724	209 467
2013	339 257	50 053	68 017	0	457 327	20 254	5 088	431 985
2014	307 516	46 468	63 146	0	417 130	18 789	4 802	393 539
2015	282 842	45 336	61 609	0	389 787	17 366	4 716	367 705
2016	222 871	43 792	59 510	0	326 173	13 818	4 648	307 707
2017	145 849	41 825	56 836	0	244 510	8 853	4 489	231 168
2018	111 945	38 941	52 918	0	203 804	6 661	4 143	193 000
2019	102 543	36 550	49 667	0	188 760	5 722	3 777	179 261
2020	89 840	32 829	44 613	0	167 282	4 753	3 314	159 215
2021	79 956	29 975	40 733	0	150 664	4 133	2 984	143 547
2022	71 071	27 351	37 169	0	135 591	3 589	2 703	129 299
2023	62 940	24 884	33 814	0	121 638	3 097	2 436	116 105
Итого	2 139 425	454 446	622 533	0	3 216 404	121 350	46 266	3 048 788
Остаток	316 999	141 714	192 578	0	651 291	13 259	13 474	624 558
Всего в будущем	2 456 424	596 160	815 111	0	3 867 695	134 609	59 740	3 673 346

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				Итого	БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М		Дисконтирован ный по 10,00%
	Операцио нные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспорти ровка		Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	33 624	0	33 624	-33 624	-33 624	-33 484
2010	12 012	0	127 006	16 899	155 917	-88 922	-122 546	-79 948
2011	16 096	0	165 691	27 912	209 699	-89 904	-212 450	-73 441
2012	24 343	0	116 512	48 018	188 873	20 594	-191 856	15 030
2013	37 109	0	7 070	99 625	143 804	288 181	96 325	193 653
2014	34 534	0	3 625	90 636	128 795	264 744	361 069	161 042
2015	33 164	0	2 274	84 150	119 588	248 117	609 186	136 625
2016	26 931	0	982	68 749	96 662	211 045	820 231	105 474
2017	21 969	0	1 242	48 976	72 187	158 981	979 212	71 877
2018	19 065	0	806	39 661	59 532	133 468	1 112 680	54 548
2019	18 849	0	582	36 596	56 027	123 234	1 235 914	45 590
2020	18 625	0	710	32 306	51 641	107 574	1 343 488	36 025
2021	18 223	0	619	28 982	47 824	95 723	1 439 211	29 017
2022	16 174	0	638	25 975	42 787	86 512	1 525 723	23 739
2023	15 556	0	652	23 204	39 412	76 693	1 602 416	19 050
Итого	312 650	0	462 033	671 689	1 446 372	1 602 416		704 797
Остаток	95 692	0	28 225	121 826	245 743	378 815	1 981 231	65 206
Всего в будущем	408 342	0	490 258	793 515	1 692 115	1 981 231		770 003

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 107

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
ЗАПАД №33-1 (БИЙСКИЙ И АФОНИНСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,837315	0,837315	0,837315	50,00	24,80	2,47	10,00%	33 816
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%	27 132
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	19 545
								20,00%	11 272
								25,00%	6 331

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014	1	28 304	7 855	179	23 699	6 578	114	60,00	2,47
2015	1	333 546	93 242	2 129	279 468	78 124	1 350	60,00	2,47
2016	1	322 510	91 377	2 086	268 422	76 052	1 315	60,00	2,47
2017	1	311 782	89 549	2 045	260 902	74 935	1 295	60,00	2,47
2018	1	301 353	87 758	2 003	256 070	74 571	1 289	60,00	2,47
2019	1	265 569	85 984	1 964	233 168	75 494	1 305	60,00	2,47
2020	1	124 816	81 255	1 855	108 361	70 543	1 220	60,00	2,47
2021	1	111 259	74 755	1 706	97 079	65 227	1 127	60,00	2,47
2022	1	99 073	68 775	1 571	86 827	60 274	1 042	60,00	2,47
2023	1	88 125	63 273	1 444	77 337	55 528	960	60,00	2,47
Итого		1 986 337	743 823	16 982	1 691 333	637 326	11 017	60,00	2,47
Остаток		453 285	384 073	8 769	401 770	340 766	5 891	60,00	2,47
Всего в будущем		2 439 622	1 127 896	25 751	2 093 103	978 092	16 908	60,00	2,47
(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 24,29%									
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		2 439 622	1 127 896	25 751					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				Итого	РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее		Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	1 422	207	281	0	1 910	87	21	1 802
2015	16 768	2 454	3 336	0	22 558	1 029	256	21 273
2016	16 105	2 390	3 247	0	21 742	999	253	20 490
2017	15 654	2 354	3 199	0	21 207	950	253	20 004
2018	15 365	2 343	3 184	0	20 892	914	249	19 729
2019	13 990	2 372	3 224	0	19 586	781	245	18 560
2020	6 501	2 217	3 012	0	11 730	344	224	11 162
2021	5 825	2 049	2 785	0	10 659	301	204	10 154
2022	5 210	1 894	2 573	0	9 677	263	187	9 227
2023	4 640	1 745	2 371	0	8 756	228	171	8 357
Итого	101 480	20 025	27 212	0	148 717	5 896	2 063	140 758
Остаток	24 106	10 707	14 550	0	49 363	1 006	1 018	47 339
Всего в будущем	125 586	30 732	41 762	0	198 080	6 902	3 081	188 097

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				Итого	БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M		Дисконтированный по 10,00%
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка		Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2014	157	0	14 610	417	15 184	-13 382	-15 283	-7 842
2015	1 904	0	132	4 918	6 954	14 319	-964	7 884
2016	1 753	0	65	4 733	6 551	13 939	12 975	6 947
2017	1 793	0	105	4 611	6 509	13 495	26 470	6 090
2018	1 806	0	81	4 535	6 422	13 307	39 777	5 434
2019	1 824	0	63	4 201	6 088	12 472	52 249	4 624
2020	1 298	0	50	2 290	3 638	7 524	59 773	2 519
2021	1 282	0	43	2 071	3 396	6 758	66 531	2 049
2022	1 149	0	46	1 870	3 065	6 162	72 693	1 690
2023	1 115	0	47	1 683	2 845	5 512	78 205	1 369
Итого	14 081	0	17 143	31 329	62 553	78 205		28 871
Остаток	7 276	0	1 640	9 244	18 160	29 179	107 384	4 945
Всего в будущем	21 357	0	18 783	40 573	80 713	107 384		33 816

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 108

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
ЗАПАД BS_AF_01 (БИЙСКИЙ И АФОННСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ
МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,879845	0,879845	0,879845	50,00	24,80	2,47	10,00%	37 317
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,919660	0,919660	0,919660	60,00	31,42	2,47	12,00%	30 944
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	23 487
								20,00%	14 942
								25,00%	9 478

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013	1	224 232	62 475	1 426	197 289	54 968	950	60,00	2,47
2014	1	327 070	92 149	2 104	273 861	77 158	1 334	60,00	2,47
2015	1	316 215	90 306	2 062	264 947	75 665	1 308	60,00	2,47
2016	1	305 663	88 500	2 021	254 400	73 658	1 273	60,00	2,47
2017	1	139 074	86 730	1 980	116 378	72 576	1 255	60,00	2,47
2018	1	130 426	83 825	1 914	110 828	71 229	1 231	60,00	2,47
2019	1	116 734	77 398	1 767	102 492	67 955	1 175	60,00	2,47
2020	1	103 993	71 206	1 625	90 283	61 819	1 068	60,00	2,47
2021	1	92 544	65 510	1 496	80 748	57 159	988	60,00	2,47
2022	1	82 261	60 268	1 376	72 094	52 820	914	60,00	2,47
2023	1	73 031	55 448	1 266	64 091	48 660	841	60,00	2,47
Итого		1 911 243	833 815	19 037	1 627 411	713 667	12 337	60,00	2,47
Остаток		339 899	300 990	6 872	300 645	266 415	4 605	60,00	2,47
Всего в будущем		2 251 142	1 134 805	25 909	1 928 056	980 082	16 942	60,00	2,47
(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 24,29%									
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		2 251 142	1 134 805	25 909					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				Итого	РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее		Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	11 837	1 727	2 347	0	15 911	707	176	15 028
2014	16 432	2 424	3 294	0	22 150	1 004	250	20 896
2015	15 897	2 378	3 231	0	21 506	976	247	20 283
2016	15 264	2 314	3 145	0	20 723	946	246	19 531
2017	6 983	2 280	3 099	0	12 362	424	245	11 693
2018	6 649	2 238	3 041	0	11 928	396	238	11 294
2019	6 150	2 136	2 902	0	11 188	343	221	10 624
2020	5 417	1 942	2 639	0	9 998	286	196	9 516
2021	4 845	1 796	2 441	0	9 082	251	178	8 653
2022	4 325	1 660	2 255	0	8 240	218	164	7 858
2023	3 846	1 528	2 078	0	7 452	189	150	7 113
Итого	97 645	22 423	30 472	0	150 540	5 740	2 311	142 489
Остаток	18 038	8 371	11 375	0	37 784	771	796	36 217
Всего в будущем	115 683	30 794	41 847	0	188 324	6 511	3 107	178 706

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				Итого	БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M		
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка		Не дисконтированный Годовой	Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	1 280	0	14 981	3 470	19 731	-4 703	-6 604	-3 474
2014	1 830	0	193	4 826	6 849	14 047	7 443	8 545
2015	1 818	0	125	4 677	6 620	13 663	21 106	7 521
2016	1 674	0	63	4 502	6 239	13 292	34 398	6 625
2017	1 127	0	62	2 428	3 617	8 076	42 474	3 644
2018	1 113	0	48	2 334	3 495	7 799	50 273	3 188
2019	1 114	0	34	2 177	3 325	7 299	57 572	2 699
2020	1 111	0	43	1 937	3 091	6 425	63 997	2 151
2021	1 098	0	37	1 750	2 885	5 768	69 765	1 748
2022	983	0	39	1 579	2 601	5 257	75 022	1 443
2023	953	0	40	1 420	2 413	4 700	79 722	1 167
Итого	14 101	0	17 566	31 100	62 767	79 722		33 364
Остаток	5 353	0	1 462	7 026	13 841	22 376	102 098	3 953
Всего в будущем	19 454	0	19 028	38 126	76 608	102 098		37 317

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 109

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
ЗАПАД BS_AF_02 (БИЙСКИЙ И АФОННСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			СОСТАВНАЯ	МЕСЯЧНАЯ
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
	1,000000	0,837315	0,837315	0,837315	50,00	24,80	2,47		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	10,00%	30 456
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ								12,00%	24 490
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	17 712
								20,00%	10 297
								25,00%	5 833

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014	1	168 643	935	1 072	141 207	39 300	679	60,00	2,47
2015	1	328 910	92 460	2 111	275 583	77 469	1 339	60,00	2,47
2016	1	318 003	90 611	2 068	264 671	75 414	1 304	60,00	2,47
2017	1	160 802	88 798	2 028	134 561	74 307	1 285	60,00	2,47
2018	1	140 236	87 023	1 986	119 163	73 946	1 278	60,00	2,47
2019	1	132 332	84 620	1 932	116 187	74 296	1 284	60,00	2,47
2020	1	118 992	78 481	1 792	103 306	68 135	1 178	60,00	2,47
2021	1	106 023	72 202	1 649	92 509	62 999	1 089	60,00	2,47
2022	1	94 368	66 426	1 516	82 704	58 216	1 006	60,00	2,47
2023	1	83 899	61 112	1 396	73 629	53 632	927	60,00	2,47
Итого		1 652 208	768 668	17 550	1 403 520	657 714	11 369	60,00	2,47
Остаток		425 972	366 137	8 359	377 494	324 790	5 615	60,00	2,47
Всего в будущем		2 078 180	1 134 805	25 909	1 781 014	982 504	16 984	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 24,29%				
Окончательный		2 078 180	1 134 805	25 909					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	8 472	1 235	1 678	0	11 385	518	128	10 739
2015	16 535	2 434	3 308	0	22 277	1 015	253	21 009
2016	15 881	2 369	3 220	0	21 470	984	251	20 235
2017	8 073	2 335	3 172	0	13 580	491	251	12 838
2018	7 150	2 324	3 158	0	12 632	425	247	11 960
2019	6 971	2 334	3 172	0	12 477	389	241	11 847
2020	6 199	2 141	2 909	0	11 249	328	216	10 705
2021	5 550	1 979	2 690	0	10 219	287	197	9 735
2022	4 962	1 829	2 486	0	9 277	250	181	8 846
2023	4 418	1 685	2 290	0	8 393	218	165	8 010
Итого	84 211	20 665	28 083	0	132 959	4 905	2 130	125 924
Остаток	22 650	10 205	13 867	0	46 722	947	970	44 805
Всего в будущем	106 861	30 870	41 950	0	179 681	5 852	3 100	170 729

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН. \$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2014	944	0	14 810	2 483	18 237	-7 498	-9 399	-4 702
2015	1 881	0	129	4 854	6 864	14 145	4 746	7 787
2016	1 731	0	65	4 672	6 468	13 767	18 513	6 862
2017	1 222	0	66	2 717	4 005	8 833	27 346	3 995
2018	1 174	0	50	2 483	3 707	8 253	35 599	3 370
2019	1 239	0	38	2 443	3 720	8 127	43 726	3 006
2020	1 246	0	48	2 191	3 485	7 220	50 946	2 417
2021	1 231	0	42	1 981	3 254	6 481	57 427	1 965
2022	1 103	0	44	1 789	2 936	5 910	63 337	1 621
2023	1 070	0	44	1 610	2 724	5 286	68 623	1 313
Итого	12 841	0	17 237	27 223	57 301	68 623		25 741
Остаток	6 847	0	1 525	8 729	17 101	27 704	96 327	4 715
Всего в будущем	19 688	0	18 762	35 952	74 402	96 327		30 456

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 110

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
ЗАПАД BS_AF_03 (БИЙСКИЙ И АФОННСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,837315	0,837315	0,837315	50,00	24,80	2,47	10,00%	32 137
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%	25 713
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	18 441
								20,00%	10 546
								25,00%	5 851

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015	1	334 480	93 399	2 132	280 250	78 256	1 353	60,00	2,47
2016	1	323 418	91 530	2 090	269 178	76 180	1 317	60,00	2,47
2017	1	312 664	89 700	2 048	261 640	75 062	1 297	60,00	2,47
2018	1	302 211	87 906	2 007	256 799	74 696	1 291	60,00	2,47
2019	1	162 868	86 148	1 967	142 997	75 638	1 308	60,00	2,47
2020	1	126 012	81 822	1 868	109 400	71 035	1 228	60,00	2,47
2021	1	112 335	75 276	1 719	98 017	65 681	1 135	60,00	2,47
2022	1	100 040	69 254	1 581	87 674	60 695	1 049	60,00	2,47
2023	1	88 992	63 714	1 454	78 099	55 914	967	60,00	2,47
Итого		1 863 020	738 749	16 866	1 584 054	633 157	11 369	60,00	2,47
Остаток		457 986	386 752	8 830	405 938	343 143	5 615	60,00	2,47
Всего в будущем		2 321 006	1 125 501	25 696	1 989 992	976 300	16 984	60,00	2,47

Совокупный	0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 24,29%					
Окончательный	2 321 006	1 125 501	25 696						

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	16 815	2 459	3 341	0	22 615	1 032	256	21 327
2016	16 151	2 393	3 253	0	21 797	1 002	254	20 541
2017	15 698	2 359	3 205	0	21 262	953	253	20 056
2018	15 408	2 347	3 189	0	20 944	916	250	19 778
2019	8 580	2 376	3 230	0	14 186	479	245	13 462
2020	6 564	2 232	3 033	0	11 829	347	226	11 256
2021	5 881	2 064	2 804	0	10 749	304	205	10 240
2022	5 260	1 907	2 592	0	9 759	266	188	9 305
2023	4 686	1 757	2 387	0	8 830	231	172	8 427
Итого	95 043	19 894	27 034	0	141 971	5 530	2 049	134 392
Остаток	24 357	10 781	14 651	0	49 789	1 016	1 025	47 748
Всего в будущем	119 400	30 675	41 685	0	191 760	6 546	3 074	182 140

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2014	944	0	14 610	0	14 610	-14 610	-16 511	-8 484
2015	1 909	0	132	4 931	6 972	14 355	-2 156	7 904
2016	1 756	0	66	4 746	6 568	13 973	11 817	6 964
2017	1 797	0	105	4 623	6 525	13 531	25 348	6 105
2018	1 811	0	81	4 547	6 439	13 339	38 687	5 448
2019	1 378	0	39	2 856	4 273	9 189	47 876	3 410
2020	1 309	0	51	2 309	3 669	7 587	55 463	2 541
2021	1 293	0	44	2 089	3 426	6 814	62 277	2 065
2022	1 158	0	45	1 888	3 091	6 214	68 491	1 705
2023	1 125	0	48	1 698	2 871	5 556	74 047	1 380
Итого	13 536	0	17 122	29 687	60 345	74 047		27 145
Остаток	7 336	0	1 611	9 328	18 275	29 473	103 520	4 992
Всего в будущем	20 872	0	18 733	39 015	78 620	103 520		32 137

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 111

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
ЗАПАД BS_AF_04 (БИЙСКИЙ И АФОННСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,837868	0,837868	0,837868	50,00	24,80	2,47	10,00%	31 613
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%	25 225
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	18 009
								20,00%	10 200
								25,00%	5 578

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015	1	307 034	85 687	1 956	257 254	71 795	1 241	60,00	2,47
2016	1	324 328	91 685	2 094	269 935	76 308	1 319	60,00	2,47
2017	1	313 548	89 851	2 051	262 380	75 188	1 300	60,00	2,47
2018	1	303 071	88 054	2 010	257 530	74 823	1 293	60,00	2,47
2019	1	163 486	86 293	1 971	143 539	75 765	1 310	60,00	2,47
2020	1	127 189	82 374	1 880	110 422	71 514	1 236	60,00	2,47
2021	1	113 420	75 801	1 731	98 964	66 139	1 144	60,00	2,47
2022	1	101 015	69 737	1 592	88 529	61 118	1 056	60,00	2,47
2023	1	89 868	64 158	1 465	78 868	56 305	973	60,00	2,47
Итого		1 842 959	733 640	16 750	1 567 421	628 955	10 872	60,00	2,47
Остаток		462 730	389 449	8 891	410 143	345 535	5 973	60,00	2,47
Всего в будущем		2 305 689	1 123 089	25 641	1 977 564	974 490	16 845	60,00	2,47

Совокупный	0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 24,29%					
Окончательный	2 305 689	1 123 089	25 641						

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				Итого	РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее		Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	15 435	2 256	3 065	0	20 756	948	235	19 573
2016	16 196	2 397	3 259	0	21 852	1 004	254	20 594
2017	15 743	2 363	3 210	0	21 316	955	254	20 107
2018	15 452	2 351	3 195	0	20 998	920	250	19 828
2019	8 612	2 380	3 235	0	14 227	480	246	13 501
2020	6 626	2 247	3 053	0	11 926	351	227	11 348
2021	5 937	2 078	2 824	0	10 839	307	207	10 325
2022	5 312	1 921	2 610	0	9 843	268	189	9 386
2023	4 732	1 769	2 404	0	8 905	233	174	8 498
Итого	94 045	19 762	26 855	0	140 662	5 466	2 036	133 160
Остаток	24 609	10 856	14 753	0	50 218	1 026	1 031	48 161
Всего в будущем	118 654	30 618	41 608	0	190 880	6 492	3 067	181 321

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				Итого	БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М		Дисконтированный по 10,00%
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка		Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2014	0	0	14 610	0	14 610	-14 610	-16 511	-8 484
2015	1 752	0	132	4 526	6 410	13 163	-3 348	7 217
2016	1 761	0	66	4 759	6 586	14 008	10 660	6 981
2017	1 802	0	106	4 635	6 543	13 564	24 224	6 120
2018	1 815	0	81	4 559	6 455	13 373	37 597	5 462
2019	1 382	0	40	2 865	4 287	9 214	46 811	3 420
2020	1 319	0	50	2 330	3 699	7 649	54 460	2 561
2021	1 304	0	44	2 107	3 455	6 870	61 330	2 083
2022	1 167	0	47	1 904	3 118	6 268	67 598	1 719
2023	1 134	0	47	1 714	2 895	5 603	73 201	1 392
Итого	13 436	0	17 124	29 399	59 959	73 201		26 578
Остаток	7 398	0	1 611	9 413	18 422	29 739	102 940	5 035
Всего в будущем	20 834	0	18 735	38 812	78 381	102 940		31 613

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 112

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
ЗАПАД BS_AF_05 (БИЙСКИЙ И АФОННСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,879845	0,879845	0,879845	50,00	24,80	2,47	10,00%
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%
								20,00%
								25,00%
								32 998
								26 845
								19 768
								11 875
								7 005

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014	1	334 480	93 399	2 132	280 065	78 204	1 352	60,00	2,47
2015	1	323 418	91 530	2 090	270 982	76 691	1 326	60,00	2,47
2016	1	312 664	89 700	2 048	260 227	74 656	1 290	60,00	2,47
2017	1	143 760	87 906	2 007	120 300	73 561	1 272	60,00	2,47
2018	1	136 769	86 148	1 967	116 217	73 202	1 265	60,00	2,47
2019	1	126 012	81 822	1 868	110 638	71 840	1 242	60,00	2,47
2020	1	112 335	75 276	1 719	97 526	65 352	1 130	60,00	2,47
2021	1	100 039	69 254	1 581	87 288	60 427	1 044	60,00	2,47
2022	1	88 993	63 714	1 454	77 993	55 839	965	60,00	2,47
2023	1	79 072	58 617	1 339	69 393	51 441	890	60,00	2,47
Итого		1 757 542	797 366	18 205	1 490 629	681 213	11 776	60,00	2,47
Остаток		387 611	337 439	7 704	343 318	299 158	5 171	60,00	2,47
Всего в будущем		2 145 153	1 134 805	25 909	1 833 947	980 371	16 947	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 24,29%				
Окончательный		2 145 153	1 134 805	25 909					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	16 804	2 457	3 339	0	22 600	1 027	254	21 319
2015	16 259	2 410	3 275	0	21 944	998	251	20 695
2016	15 613	2 345	3 187	0	21 145	968	249	19 928
2017	7 218	2 312	3 141	0	12 671	438	248	11 985
2018	6 973	2 300	3 126	0	12 399	415	244	11 740
2019	6 639	2 257	3 067	0	11 963	371	234	11 358
2020	5 851	2 053	2 790	0	10 694	309	207	10 178
2021	5 238	1 899	2 580	0	9 717	271	189	9 257
2022	4 679	1 754	2 384	0	8 817	236	173	8 408
2023	4 164	1 617	2 197	0	7 978	205	158	7 615
Итого	89 438	21 404	29 086	0	139 928	5 238	2 207	132 483
Остаток	20 599	9 399	12 773	0	42 771	870	894	41 007
Всего в будущем	110 037	30 803	41 859	0	182 699	6 108	3 101	173 490

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			Дисконтированный по 10,00%
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	0	0	14 610	0	14 610	-14 610	-16 511	-9 529
2014	1 866	0	197	4 928	6 991	14 328	-2 183	8 716
2015	1 854	0	127	4 778	6 759	13 936	11 753	7 672
2016	1 706	0	64	4 597	6 367	13 561	25 314	6 759
2017	1 153	0	65	2 497	3 715	8 270	33 584	3 731
2018	1 155	0	49	2 433	3 637	8 103	41 687	3 310
2019	1 189	0	37	2 336	3 562	7 796	49 483	2 884
2020	1 186	0	45	2 078	3 309	6 869	56 352	2 300
2021	1 172	0	40	1 879	3 091	6 166	62 518	1 869
2022	1 050	0	41	1 696	2 787	5 621	68 139	1 542
2023	1 019	0	43	1 526	2 588	5 027	73 166	1 249
Итого	13 350	0	17 219	28 748	59 317	73 166		28 610
Остаток	6 161	0	1 454	7 975	15 590	25 417	98 583	4 388
Всего в будущем	19 511	0	18 673	36 723	74 907	98 583		32 998

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 113

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
ЗАПАД АФ_06 (АФОНИНСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,837315	0,837315	0,837315	50,00	24,80	2,47	10,00%	17 715
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,919660	0,919660	0,919660	60,00	31,42	2,47	12,00%	13 884
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	9 545
								20,00%	4 849
								25,00%	2 087

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014	1	76 747	21 355	488	64 261	17 881	309	60,00	2,47
2015	1	224 347	63 209	1 443	187 974	52 960	916	60,00	2,47
2016	1	215 710	61 944	1 414	179 533	51 556	891	60,00	2,47
2017	1	207 329	60 706	1 386	173 495	50 800	878	60,00	2,47
2018	1	136 906	59 492	1 358	116 334	50 552	874	60,00	2,47
2019	1	85 924	58 100	1 327	75 441	51 011	882	60,00	2,47
2020	1	76 567	54 220	1 238	66 473	47 073	813	60,00	2,47
2021	1	67 100	49 883	1 138	58 547	43 524	753	60,00	2,47
2022	1	58 657	45 892	1 048	51 407	40 220	695	60,00	2,47
2023	1	51 136	42 220	964	44 877	37 052	640	60,00	2,47
Итого		1 200 423	517 021	11 804	1 018 342	442 629	7 651	60,00	2,47
Остаток		219 034	231 959	5 296	193 711	205 409	3 551	60,00	2,47
Всего в будущем		1 419 457	748 980	17 100	1 212 053	648 038	11 202	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 24,29%				
Окончательный		1 419 457	748 980	17 100					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	3 856	562	763	0	5 181	236	58	4 887
2015	11 278	1 664	2 262	0	15 204	692	173	14 339
2016	10 772	1 620	2 201	0	14 593	668	172	13 753
2017	10 410	1 596	2 169	0	14 175	632	171	13 372
2018	6 980	1 588	2 158	0	10 726	415	169	10 142
2019	4 526	1 603	2 178	0	8 307	253	166	7 888
2020	3 989	1 479	2 010	0	7 478	211	149	7 118
2021	3 512	1 368	1 859	0	6 739	181	136	6 422
2022	3 085	1 263	1 717	0	6 065	156	125	5 784
2023	2 692	1 164	1 582	0	5 438	133	114	5 191
Итого	61 100	13 907	18 899	0	93 906	3 577	1 433	88 896
Остаток	11 623	6 454	8 770	0	26 847	498	614	25 735
Всего в будущем	72 723	20 361	27 669	0	120 753	4 075	2 047	114 631

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2014	428	0	14 610	1 130	16 168	-11 281	-13 182	-6 959
2015	1 284	0	89	3 312	4 685	9 654	-3 528	5 315
2016	1 177	0	44	3 173	4 394	9 359	5 831	4 665
2017	1 200	0	70	3 075	4 345	9 027	14 858	4 072
2018	955	0	34	2 219	3 208	6 934	21 792	2 850
2019	830	0	25	1 612	2 467	5 421	27 213	2 005
2020	833	0	32	1 440	2 305	4 813	32 026	1 611
2021	818	0	28	1 289	2 135	4 287	36 313	1 299
2022	727	0	28	1 151	1 906	3 878	40 191	1 064
2023	701	0	30	1 022	1 753	3 438	43 629	855
Итого	8 953	0	16 891	19 423	45 267	43 629		14 884
Остаток	3 862	0	983	4 848	9 693	16 042	59 671	2 831
Всего в будущем	12 815	0	17 874	24 271	54 960	59 671		17 715

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 114

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
ЗАПАД BS_AF_07 (БИЙСКИЙ И АФОННСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,837315	0,837315	0,837315	50,00	24,80	2,47	10,00%	37 948
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%	30 758
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	22 526
								20,00%	13 422
								25,00%	7 877

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014	1	179 170	49 864	1 138	150 022	41 752	722	60,00	2,47
2015	1	349 474	98 229	2 243	292 813	82 303	1 422	60,00	2,47
2016	1	337 926	96 264	2 198	281 253	80 119	1 385	60,00	2,47
2017	1	326 701	94 339	2 154	273 386	78 944	1 365	60,00	2,47
2018	1	315 788	92 452	2 111	268 336	78 560	1 358	60,00	2,47
2019	1	195 584	89 900	2 052	171 721	78 932	1 365	60,00	2,47
2020	1	126 627	83 378	1 904	109 934	72 386	1 251	60,00	2,47
2021	1	112 865	76 708	1 751	98 480	66 930	1 157	60,00	2,47
2022	1	100 494	70 571	1 611	88 073	61 848	1 069	60,00	2,47
2023	1	89 381	64 925	1 483	78 439	56 978	985	60,00	2,47
Итого		2 134 010	816 630	18 645	1 812 457	698 752	12 079	60,00	2,47
Остаток		459 253	393 822	8 991	407 055	349 412	6 040	60,00	2,47
Всего в будущем		2 593 263	1 210 452	27 636	2 219 512	1 048 164	18 119	60,00	2,47

Совокупный	0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 24,29%					
Окончательный	2 593 263	1 210 452	27 636						

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				Итого	РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее		Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	9 001	1 312	1 783	0	12 096	550	136	11 410
2015	17 569	2 586	3 514	0	23 669	1 079	269	22 321
2016	16 875	2 517	3 421	0	22 813	1 046	267	21 500
2017	16 403	2 481	3 370	0	22 254	996	266	20 992
2018	16 101	2 468	3 355	0	21 924	958	263	20 703
2019	10 303	2 480	3 370	0	16 153	575	256	15 322
2020	6 596	2 274	3 090	0	11 960	348	229	11 383
2021	5 909	2 103	2 858	0	10 870	306	210	10 354
2022	5 284	1 944	2 641	0	9 869	267	192	9 410
2023	4 706	1 79	2 433	0	8 929	231	175	8 523
Итого	108 747	21 955	29 835	0	160 537	6 356	2 263	151 918
Остаток	24 424	10 978	14 919	0	50 321	1 019	1 043	48 259
Всего в будущем	133 171	32 933	44 754	0	210 858	7 375	3 306	200 177

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				Итого	БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M		Дисконтированный по 10,00%
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка		Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2014	1 003	0	14 822	2 638	18 463	-7 053	-8 954	-4 513
2015	1 998	0	138	5 158	7 294	15 027	6 073	8 274
2016	1 840	0	69	4 964	6 873	14 627	20 700	7 290
2017	1 882	0	110	4 835	6 827	14 165	34 865	6 391
2018	1 897	0	85	4 756	6 738	13 965	48 830	5 704
2019	1 545	0	41	3 316	4 902	10 420	59 250	3 875
2020	1 325	0	50	2 331	3 706	7 677	66 927	2 570
2021	1 309	0	45	2 108	3 462	6 892	73 819	2 090
2022	1 173	0	46	1 903	3 122	6 288	80 107	1 724
2023	1 138	0	48	1 714	2 900	5 623	85 730	1 397
Итого	15 110	0	17 355	33 723	66 188	85 730		32 909
Остаток	7 421	0	1 722	9 405	18 548	29 711	115 441	5 039
Всего в будущем	22 531	0	19 077	43 128	84 736	115 441		37 948

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 115

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
ЗАПАД BS_AF_08 (БИЙСКИЙ И АФОНИНСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ	
	Процент затрат	Нефть/ конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/ конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ	1,000000	0,879845	0,879845	0,879845	50,00	24,80	2,47	10,00%	42 716
	1,000000	0,919660	0,919660	0,919660	60,00	31,42	2,47	12,00%	35 395
								15,00%	26 815
								20,00%	16 969
								25,00%	10 677

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013	1	208 742	58 125	1 327	183 661	51 141	884	60,00	2,47
2014	1	348 499	98 064	2 239	291 803	82 111	1 419	60,00	2,47
2015	1	336 979	96 103	2 194	282 344	80 521	1 392	60,00	2,47
2016	1	325 779	94 180	2 150	271 143	78 385	1 355	60,00	2,47
2017	1	314 893	92 297	2 108	263 505	77 235	1 335	60,00	2,47
2018	1	208 130	89 496	2 043	176 855	76 048	1 315	60,00	2,47
2019	1	125 424	82 800	1 890	110 122	72 698	1 257	60,00	2,47
2020	1	111 783	76 177	1 739	97 046	66 134	1 143	60,00	2,47
2021	1	99 521	70 082	1 601	86 837	61 150	1 057	60,00	2,47
2022	1	88 507	64 476	1 472	77 567	56 506	977	60,00	2,47
2023	1	78 617	59 317	1 354	68 994	52 057	900	60,00	2,47
Итого		2 246 874	881 117	20 117	1 909 877	753 986	13 034	60,00	2,47
Остаток		373 654	329 335	7 519	330 745	291 757	5 043	60,00	2,47
Всего в будущем		2 620 528	1 210 452	27 636	2 240 622	1 045 743	18 077	60,00	2,47
(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 24,29%									
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		2 620 528	1 210 452	27 636					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	11 020	1 607	2 184	0	14 811	658	163	13 990
2014	17 508	2 580	3 505	0	23 593	1 070	267	22 256
2015	16 940	2 530	3 438	0	22 908	1 040	263	21 605
2016	16 269	2 463	3 347	0	22 079	1 008	262	20 809
2017	15 810	2 426	3 298	0	21 534	960	260	20 314
2018	10 612	2 390	3 247	0	16 249	631	254	15 364
2019	6 607	2 284	3 104	0	11 995	369	236	11 390
2020	5 823	2 078	2 824	0	10 725	308	210	10 207
2021	5 210	1 921	2 611	0	9 742	270	191	9 281
2022	4 654	1 776	2 412	0	8 842	235	176	8 431
2023	4 140	1 635	2 223	0	7 998	203	160	7 635
Итого	114 593	23 690	32 193	0	170 476	6 752	2 442	161 282
Остаток	19 844	9 167	12 457	0	41 468	845	872	39 751
Всего в будущем	134 437	32 857	44 650	0	211 944	7 597	3 314	201 033

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	1 190	0	15 005	3 230	19 425	-5 435	-7 336	-4 238
2014	1 949	0	205	5 141	7 295	14 961	7 625	9 101
2015	1 937	0	134	4 984	7 055	14 550	22 175	8 011
2016	1 783	0	67	4 796	6 646	14 163	36 338	7 059
2017	1 823	0	106	4 671	6 600	13 714	50 052	6 187
2018	1 445	0	51	3 366	4 862	10 502	60 554	4 316
2019	1 194	0	37	2 336	3 567	7 823	68 377	2 894
2020	1 192	0	45	2 079	3 316	6 891	75 268	2 307
2021	1 176	0	40	1 879	3 095	6 186	81 454	1 875
2022	1 054	0	42	1 696	2 792	5 639	87 093	1 548
2023	1 023	0	43	1 526	2 592	5 043	92 136	1 252
Итого	15 766	0	17 676	35 704	69 146	92 136		38 419
Остаток	5 910	0	1 615	7 716	15 241	24 510	116 646	4 297
Всего в будущем	21 676	0	19 291	43 420	84 387	116 646		42 716

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 116

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
ЗАПАД BS_AF_09 (БИЙСКИЙ И АФОННСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
	1,000000	0,949980	0,949980	0,949980	50,00	24,80	2,47		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,919660	0,919660	0,919660	60,00	31,42	2,47	10,00%	46 829
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ								12,00%	39 529
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	30 802
								20,00%	20 456
								25,00%	13 554

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011	1	30 071	8 346	191	28 566	7 928	137	60,00	2,47
2012	1	222 530	62 179	1 419	210 169	58 725	1 015	60,00	2,47
2013	1	345 678	97 815	2 233	304 143	86 063	1 488	60,00	2,47
2014	1	334 459	95 860	2 189	280 048	80 264	1 387	60,00	2,47
2015	1	323 551	93 942	2 145	271 092	78 711	1 361	60,00	2,47
2016	1	312 876	92 043	2 101	260 405	76 607	1 324	60,00	2,47
2017	1	291 782	86 982	1 986	244 166	72 787	1 258	60,00	2,47
2018	1	120 603	80 022	1 827	102 480	67 998	1 176	60,00	2,47
2019	1	107 648	73 621	1 681	94 514	64 639	1 117	60,00	2,47
2020	1	95 994	67 732	1 546	83 339	58 802	1 017	60,00	2,47
2021	1	85 515	62 312	1 423	74 616	54 370	940	60,00	2,47
2022	1	76 099	57 328	1 309	66 693	50 243	868	60,00	2,47
2023	1	67 642	52 742	1 204	59 362	46 285	800	60,00	2,47
Итого		2 414 448	930 924	21 254	2 079 593	803 422	13 888	60,00	2,47
Остаток		310 379	279 528	6 382	274 322	247 185	4 273	60,00	2,47
Всего в будущем		2 724 827	1 210 452	27 636	2 353 915	1 050 607	18 161	60,00	2,47

(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 24,29%

Совокупный	0	0	0						
Окончательный	2 724 827	1 210 452	27 636						

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				Итого	РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее		Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	1 714	249	339	0	2 302	70	24	2 208
2012	12 610	1 845	2 507	0	16 962	633	136	16 193
2013	18 249	2 704	3 675	0	24 628	1 089	275	23 264
2014	16 803	2 522	3 427	0	22 752	1 027	261	21 464
2015	16 265	2 473	3 360	0	22 098	998	257	20 843
2016	15 624	2 407	3 271	0	21 302	969	255	20 078
2017	14 650	2 287	3 108	0	20 045	889	246	18 910
2018	6 149	2 137	2 903	0	11 189	366	227	10 596
2019	5 671	2 031	2 760	0	10 462	317	210	9 935
2020	5 000	1 847	2 511	0	9 358	264	187	8 907
2021	4 477	1 709	2 321	0	8 507	232	170	8 105
2022	4 002	1 578	2 146	0	7 726	202	156	7 368
2023	3 562	1 455	1 976	0	6 993	175	142	6 676
Итого	124 776	25 244	34 304	0	184 324	7 231	2 546	174 547
Остаток	16 459	7 766	10 554	0	34 779	705	739	33 335
Всего в будущем	141 235	33 010	44 858	0	219 103	7 936	3 285	207 882

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				Итого	БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М		Дисконтированный по 10,00%
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка		Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	216	0	14 610	502	15 328	-13 120	-15 021	-10 463
2012	1 918	0	4 686	3 699	10 303	5 890	-9 131	4 387
2013	1 999	0	381	5 362	7 742	15 522	6 391	10 429
2014	1 882	0	198	4 947	7 027	14 437	20 828	8 781
2015	1 872	0	129	4 799	6 800	14 043	34 871	7 733
2016	1 722	0	64	4 619	6 405	13 673	48 544	6 814
2017	1 700	0	99	4 340	6 139	12 771	61 315	5 765
2018	1 046	0	44	2 178	3 268	7 328	68 643	2 994
2019	1 046	0	33	2 026	3 105	6 830	75 473	2 527
2020	1 043	0	39	1 805	2 887	6 020	81 493	2 016
2021	1 030	0	35	1 631	2 696	5 409	86 902	1 639
2022	924	0	37	1 475	2 436	4 932	91 834	1 354
2023	896	0	37	1 327	2 260	4 416	96 250	1 096
Итого	17 294	0	22 293	38 710	78 297	96 250		43 179
Остаток	4 905	0	484	6 449	11 838	21 497	117 747	3 765
Всего в будущем	22 199	0	22 777	45 159	90 135	117 747		46 944

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 117

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
ЗАПАД BS_AF_10 (БИЙСКИЙ И АФОНИНСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,879845	0,879845	0,879845	50,00	24,80	2,47	10,00%	45 656
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,919660	0,919660	0,919660	60,00	31,42	2,47	12,00%	38 188
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	29 382
								20,00%	19 170
								25,00%	12 545

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013	1	267 639	74 607	1 703	235 481	65 643	1 135	60,00	2,47
2014	1	346 557	97 734	2 232	290 177	81 834	1 414	60,00	2,47
2015	1	335 090	95 780	2 186	280 761	80 251	1 388	60,00	2,47
2016	1	323 943	93 864	2 143	269 615	78 122	1 350	60,00	2,47
2017	1	313 108	91 986	2 101	262 012	76 975	1 331	60,00	2,47
2018	1	205 629	88 578	2 022	174 730	75 267	1 301	60,00	2,47
2019	1	123 049	81 658	1 864	108 036	71 695	1 239	60,00	2,47
2020	1	109 647	75 125	1 715	95 192	65 222	1 127	60,00	2,47
2021	1	97 603	69 115	1 578	85 162	60 305	1 043	60,00	2,47
2022	1	86 783	63 586	1 452	76 057	55 727	963	60,00	2,47
2023	1	77 071	58 499	1 336	67 637	51 338	888	60,00	2,47
Итого		2 286 119	890 532	20 332	1 944 860	762 379	13 179	60,00	2,47
Остаток		361 439	319 920	7 304	319 777	283 252	4 896	60,00	2,47
Всего в будущем		2 647 558	1 210 452	27 636	2 264 637	1 045 631	18 075	60,00	2,47
(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 24,29%									
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		2 647 558	1 210 452	27 636					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	14 129	2 062	2 803	0	18 994	843	210	17 941
2014	17 410	2 572	3 494	0	23 476	1 064	265	22 147
2015	16 846	2 521	3 426	0	22 793	1 035	263	21 495
2016	16 177	2 455	3 336	0	21 968	1 003	260	20 705
2017	15 721	2 418	3 287	0	21 426	954	260	20 212
2018	10 484	2 365	3 213	0	16 062	624	251	15 187
2019	6 482	2 253	3 061	0	11 796	361	233	11 202
2020	5 711	2 049	2 785	0	10 545	302	207	10 036
2021	5 110	1 895	2 575	0	9 580	265	189	9 126
2022	4 563	1 751	2 379	0	8 693	230	173	8 290
2023	4 059	1 613	2 192	0	7 864	200	158	7 506
Итого	116 692	23 954	32 551	0	173 197	6 881	2 469	163 847
Остаток	19 186	8 900	12 094	0	40 180	818	846	38 516
Всего в будущем	135 878	32 854	44 645	0	213 377	7 699	3 315	202 363

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2013	1 530	0	12 768	4 142	18 440	-499	-2 400	-822
2014	1 940	0	204	5 114	7 258	14 889	12 489	9 056
2015	1 927	0	133	4 958	7 018	14 477	26 966	7 972
2016	1 774	0	67	4 771	6 612	14 093	41 059	7 024
2017	1 815	0	106	4 646	6 567	13 645	54 704	6 156
2018	1 428	0	50	3 326	4 804	10 383	65 087	4 267
2019	1 175	0	36	2 296	3 507	7 695	72 782	2 847
2020	1 172	0	45	2 043	3 260	6 776	79 558	2 269
2021	1 158	0	39	1 845	3 042	6 084	85 642	1 844
2022	1 037	0	41	1 667	2 745	5 545	91 187	1 522
2023	1 006	0	42	1 498	2 546	4 960	96 147	1 231
Итого	15 962	0	15 432	36 306	67 700	96 147		41 473
Остаток	5 703	0	1 636	7 472	14 811	23 705	119 852	4 183
Всего в будущем	21 665	0	17 068	43 778	82 511	119 852		45 656

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 118

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
ЗАПАД BS_AF_11 (БИЙСКИЙ И АФОННСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
	1,000000	0,944449	0,944449	0,944449	50,00	24,80	2,47		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,919660	0,919660	0,919660	60,00	31,42	2,47	10,00%	45 363
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ								12,00%	37 982
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	29 222
								20,00%	18 971
								25,00%	12 255

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012	1	130 835	36 428	832	123 567	34 404	595	60,00	2,47
2013	1	350 194	98 497	2 248	308 116	86 663	1 498	60,00	2,47
2014	1	338 757	96 528	2 204	283 647	80 824	1 397	60,00	2,47
2015	1	327 637	94 597	2 160	274 516	79 260	1 370	60,00	2,47
2016	1	316 827	92 706	2 117	263 693	77 158	1 334	60,00	2,47
2017	1	303 100	89 892	2 052	253 636	75 222	1 300	60,00	2,47
2018	1	215 663	83 167	1 899	183 257	70 670	1 222	60,00	2,47
2019	1	113 051	76 513	1 747	99 258	67 178	1 161	60,00	2,47
2020	1	100 775	70 393	1 607	87 489	61 113	1 056	60,00	2,47
2021	1	89 738	64 760	1 478	78 300	56 506	977	60,00	2,47
2022	1	79 823	59 581	1 361	69 957	52 216	903	60,00	2,47
2023	1	70 920	54 813	1 251	62 239	48 105	831	60,00	2,47
Итого		2 437 320	917 875	20 956	2 087 675	789 319	13 644	60,00	2,47
Остаток		326 661	292 577	6 680	288 779	258 796	4 474	60,00	2,47
Всего в будущем		2 763 981	1 210 452	27 636	2 376 454	1 048 115	18 118	60,00	2,47

(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 24,29%

Совокупный	0	0	0						
Окончательный	2 763 981	1 210 452	27 636						

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	7 414	1 081	1 469	0	9 964	372	80	9 512
2013	18 487	2 723	3 700	0	24 910	1 104	277	23 529
2014	17 019	2 539	3 451	0	23 009	1 040	262	21 707
2015	16 471	2 491	3 384	0	22 346	1 011	259	21 076
2016	15 821	2 424	3 295	0	21 540	981	258	20 301
2017	15 219	2 364	3 212	0	20 795	924	253	19 618
2018	10 995	2 220	3 017	0	16 232	654	237	15 341
2019	5 955	2 111	2 868	0	10 934	332	218	10 384
2020	5 250	1 920	2 610	0	9 780	278	194	9 308
2021	4 698	1 775	2 412	0	8 885	243	176	8 466
2022	4 197	1 641	2 230	0	8 068	212	162	7 694
2023	3 735	1 511	2 054	0	7 300	184	148	6 968
Итого	125 261	24 800	33 702	0	183 763	7 335	2 524	173 904
Остаток	17 326	8 132	11 050	0	36 508	741	774	34 993
Всего в будущем	142 587	32 932	44 752	0	220 271	8 076	3 298	208 897

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	1 151	0	19 350	2 173	22 674	-13 162	-15 063	-9 981
2013	2 021	0	385	5 428	7 834	15 695	632	10 547
2014	1 903	0	200	5 006	7 109	14 598	15 230	8 879
2015	1 891	0	130	4 855	6 876	14 200	29 430	7 817
2016	1 742	0	66	4 673	6 481	13 820	43 250	6 889
2017	1 762	0	103	4 505	6 370	13 248	56 498	5 978
2018	1 429	0	74	3 410	4 913	10 428	66 926	4 285
2019	1 092	0	34	2 122	3 248	7 136	74 062	2 640
2020	1 089	0	42	1 888	3 019	6 289	80 351	2 106
2021	1 075	0	36	1 707	2 818	5 648	85 999	1 712
2022	964	0	38	1 542	2 544	5 150	91 149	1 413
2023	935	0	39	1 387	2 361	4 607	95 756	1 144
Итого	17 054	0	22 398	38 696	78 148	95 756		41 536
Остаток	5 153	0	1 578	6 776	13 507	21 486	117 242	3 827
Всего в будущем	22 207	0	23 976	45 472	91 655	117 242		45 363

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 119

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
ЗАПАД BS_AF_12 (БИЙСКИЙ И АФОННСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,944449	0,944449	0,944449	50,00	24,80	2,47	10,00%	43 683
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,919660	0,919660	0,919660	60,00	31,42	2,47	12,00%	36 690
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	28 417
								20,00%	18 764
								25,00%	12 442

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012	1	37 579	10 435	238	35 491	9 856	170	60,00	2,47
2013	1	353 869	99 018	2 261	311 351	87 120	1 506	60,00	2,47
2014	1	342 237	97 037	2 215	286 560	81 250	1 405	60,00	2,47
2015	1	330 928	95 096	2 172	277 274	79 679	1 377	60,00	2,47
2016	1	319 935	93 195	2 127	266 279	77 565	1 341	60,00	2,47
2017	1	144 501	91 251	2 084	120 919	76 360	1 320	60,00	2,47
2018	1	131 915	85 836	1 959	112 093	72 937	1 261	60,00	2,47
2019	1	117 655	78 969	1 803	103 301	69 335	1 198	60,00	2,47
2020	1	104 832	72 652	1 659	91 012	63 073	1 091	60,00	2,47
2021	1	93 308	66 839	1 526	81 415	58 320	1 008	60,00	2,47
2022	1	82 957	61 492	1 404	72 703	53 892	931	60,00	2,47
2023	1	73 665	56 573	1 292	64 647	49 648	859	60,00	2,47
Итого		2 133 381	908 393	20 740	1 823 045	779 035	13 467	60,00	2,47
Остаток		338 544	302 059	6 896	299 285	267 187	4 618	60,00	2,47
Всего в будущем		2 471 925	1 210 452	27 636	2 122 330	1 046 222	18 085	60,00	2,47

(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 24,29%

Совокупный	0	0	0						
Окончательный	2 471 925	1 210 452	27 636						

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	2 129	310	421	0	2 860	107	23	2 730
2013	18 681	2 737	3 720	0	25 138	1 115	278	23 745
2014	17 194	2 553	3 469	0	23 216	1 051	264	21 901
2015	16 637	2 503	3 402	0	22 542	1 021	260	21 261
2016	15 976	2 437	3 312	0	21 725	991	259	20 475
2017	7 255	2 400	3 260	0	12 915	440	258	12 217
2018	6 726	2 291	3 114	0	12 131	400	243	11 488
2019	6 198	2 179	2 961	0	11 338	346	226	10 766
2020	5 461	1 982	2 693	0	10 136	289	200	9 647
2021	4 885	1 832	2 490	0	9 207	253	182	8 772
2022	4 362	1 693	2 301	0	8 356	220	167	7 969
2023	3 879	1 560	2 120	0	7 559	191	153	7 215
Итого	109 383	24 477	33 263	0	167 123	6 424	2 513	158 186
Остаток	17 957	8 395	11 408	0	37 760	768	799	36 193
Всего в будущем	127 340	32 872	44 671	0	204 883	7 192	3 312	194 379

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	267	0	14 610	624	15 501	-12 771	-14 672	-9 218
2013	2 038	0	389	5 480	7 907	15 838	1 166	10 641
2014	1 919	0	202	5 054	7 175	14 726	15 892	8 957
2015	1 908	0	131	4 900	6 939	14 322	30 214	7 885
2016	1 755	0	66	4 716	6 537	13 938	44 152	6 948
2017	1 180	0	66	2 533	3 779	8 438	52 590	3 808
2018	1 132	0	48	2 368	3 548	7 940	60 530	3 244
2019	1 131	0	35	2 203	3 369	7 397	67 927	2 736
2020	1 128	0	43	1 959	3 130	6 517	74 444	2 182
2021	1 113	0	37	1 771	2 921	5 851	80 295	1 774
2022	998	0	40	1 599	2 637	5 332	85 627	1 463
2023	968	0	40	1 438	2 446	4 769	90 396	1 184
Итого	15 537	0	17 608	34 645	67 790	90 396		39 711
Остаток	5 328	0	1 508	7 012	13 848	22 345	112 741	3 972
Всего в будущем	20 865	0	19 116	41 657	81 638	112 741		43 683

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 120

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
ЗАПАД BS_AF_13 (БИЙСКИЙ И АФОННСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,944449	0,944449	0,944449	50,00	24,80	2,47	10,00%	44 447
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,919660	0,919660	0,919660	60,00	31,42	2,47	12,00%	37 416
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	29 079
								20,00%	19 311
								25,00%	12 881

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012	1	74 999	20 849	476	70 832	19 691	340	60,00	2,47
2013	1	352 385	98 809	2 256	310 045	86 936	1 503	60,00	2,47
2014	1	340 832	96 833	2 211	285 384	81 080	1 402	60,00	2,47
2015	1	329 600	94 896	2 166	276 161	79 511	1 374	60,00	2,47
2016	1	318 680	92 999	2 124	265 234	77 402	1 338	60,00	2,47
2017	1	143 296	90 823	2 073	119 911	76 001	1 314	60,00	2,47
2018	1	129 797	84 758	1 935	110 294	72 022	1 245	60,00	2,47
2019	1	115 785	77 978	1 781	101 659	68 464	1 183	60,00	2,47
2020	1	103 184	71 739	1 637	89 581	62 282	1 077	60,00	2,47
2021	1	91 859	66 000	1 507	80 150	57 588	996	60,00	2,47
2022	1	81 684	60 720	1 387	71 588	53 215	919	60,00	2,47
2023	1	72 550	55 863	1 275	63 669	49 024	848	60,00	2,47
Итого		2 154 651	912 267	20 828	1 844 508	783 216	13 539	60,00	2,47
Остаток		333 675	298 185	6 808	294 979	263 758	4 559	60,00	2,47
Всего в будущем		2 488 326	1 210 452	27 636	2 139 487	1 046 974	18 098	60,00	2,47

(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 24,29%

Совокупный	0	0	0						
Окончательный	2 488 326	1 210 452	27 636						

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	4 250	619	841	0	5 710	213	46	5 451
2013	18 603	2 731	3 712	0	25 046	1 111	278	23 657
2014	17 123	2 548	3 462	0	23 133	1 046	263	21 824
2015	16 569	2 498	3 394	0	22 461	1 018	260	21 183
2016	15 914	2 432	3 305	0	21 651	986	258	20 407
2017	7 195	2 388	3 245	0	12 828	437	256	12 135
2018	6 618	2 263	3 075	0	11 956	394	241	11 321
2019	6 099	2 151	2 924	0	11 174	340	222	10 612
2020	5 375	1 957	2 659	0	9 991	284	198	9 509
2021	4 809	1 809	2 459	0	9 077	249	180	8 648
2022	4 295	1 672	2 272	0	8 239	217	165	7 857
2023	3 820	1 541	2 093	0	7 454	188	151	7 115
Итого	110 670	24 609	33 441	0	168 720	6 483	2 518	159 719
Остаток	17 699	8 287	11 262	0	37 248	757	788	35 703
Всего в будущем	128 369	32 896	44 703	0	205 968	7 240	3 306	195 422

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	541	0	14 610	1 245	16 396	-10 945	-12 846	-8 074
2013	2 031	0	388	5 459	7 878	15 779	2 933	10 603
2014	1 912	0	201	5 035	7 148	14 676	17 609	8 926
2015	1 901	0	131	4 882	6 914	14 269	31 878	7 857
2016	1 750	0	65	4 699	6 514	13 893	45 771	6 924
2017	1 172	0	66	2 514	3 752	8 383	54 154	3 783
2018	1 116	0	47	2 333	3 496	7 825	61 979	3 198
2019	1 115	0	34	2 170	3 319	7 293	69 272	2 698
2020	1 112	0	43	1 930	3 085	6 424	75 696	2 151
2021	1 098	0	37	1 745	2 880	5 768	81 464	1 748
2022	984	0	39	1 576	2 599	5 258	86 722	1 443
2023	955	0	40	1 417	2 412	4 703	91 425	1 168
Итого	15 687	0	17 602	35 005	68 294	91 425		40 532
Остаток	5 256	0	1 510	6 916	13 682	22 021	113 446	3 915
Всего в будущем	20 943	0	19 112	41 921	81 976	113 446		44 447

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 121

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ BS_AF_24 (БИЙСКИЙ И АФОННСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				МЕСЯЧНАЯ
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,955033			50,00	24,80	2,47	10,00%	103 011
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,904827	0,904827	0,904827	60,00	31,42	2,47	12,00%	91 800
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	77 941
								20,00%	60 536
								25,00%	47 929

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	1	610 062	77 544	3 738	574 097	72 973	3 113	55,00	2,47
2011	1	615 923	168 225	3 841	579 833	158 368	2 738	60,00	2,47
2012	1	372 197	103 482	2 362	350 686	97 501	1 685	60,00	2,47
2013	1	575 017	162 791	3 717	495 072	140 158	2 423	60,00	2,47
2014	1	553 223	159 535	3 642	474 014	136 693	2 363	60,00	2,47
2015	1	231 002	151 524	3 460	201 384	132 096	2 283	60,00	2,47
2016	1	203 527	139 402	3 183	174 338	119 409	2 064	60,00	2,47
2017	1	178 969	128 250	2 928	154 404	110 647	1 913	60,00	2,47
2018	1	157 038	117 990	2 694	137 894	103 607	1 791	60,00	2,47
2019	1	137 470	108 551	2 478	123 940	97 867	1 692	60,00	2,47
2020	1	120 028	99 867	2 280	107 127	89 132	1 541	60,00	2,47
2021	1	104 496	91 877	2 098	93 680	82 367	1 423	60,00	2,47
2022	1	90 683	84 527	1 929	81 545	76 010	1 314	60,00	2,47
2023	1	78 410	77 765	1 776	70 609	70 028	1 211	60,00	2,47
Итого		4 028 045	1 671 330	40 126	3 618 623	1 486 856	27 554	59,21	2,47
Остаток		301 533	388 687	8 874	272 291	351 028	6 068	60,00	2,47
Всего в будущем		4 329 578	2 060 017	49 000	3 890 914	1 837 884	33 622	59,26	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 0,00%				
Окончательный		4 329 578	2 060 017	49 000					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	31 575	2 051	7 689	0	41 315	1 617	390	39 308
2011	34 790	4 976	6 762	0	46 528	1 809	477	44 242
2012	21 041	3 064	4 163	0	28 268	1 069	289	26 910
2013	29 705	4 403	5 985	0	40 093	1 550	426	38 117
2014	28 441	4 295	5 836	0	38 572	1 445	409	36 718
2015	12 083	4 151	5 640	0	21 874	575	391	20 908
2016	10 460	3 752	5 099	0	19 311	471	354	18 486
2017	9 264	3 476	4 724	0	17 464	384	328	16 752
2018	8 274	3 255	4 424	0	15 953	313	307	15 333
2019	7 436	3 075	4 178	0	14 689	269	291	14 129
2020	6 428	2 801	3 806	0	13 035	228	264	12 543
2021	5 621	2 588	3 517	0	11 726	195	244	11 287
2022	4 892	2 388	3 245	0	10 525	166	225	10 134
2023	4 237	2 200	2 990	0	9 427	139	208	9 080
Итого	214 247	46 475	68 058	0	328 780	10 230	4 603	313 947
Остаток	16 337	11 030	14 988	0	42 355	499	1 041	40 815
Всего в будущем	230 584	57 505	83 046	0	371 135	10 729	5 644	354 762

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	14 610	0	14 610	-14 610	-14 610	-14 310
2010	5 123	0	7 387	9 271	21 781	17 527	2 917	15 898
2011	4 925	0	6 996	10 169	22 090	22 152	25 069	18 181
2012	2 745	0	3 808	6 166	12 719	14 191	39 260	10 540
2013	3 253	0	694	8 730	12 677	25 440	64 700	17 094
2014	3 149	0	489	8 381	12 019	24 699	89 399	15 024
2015	1 968	0	234	4 265	6 467	14 441	103 840	7 955
2016	1 682	0	151	3 740	5 573	12 913	116 753	6 441
2017	1 590	0	261	3 359	5 210	11 542	128 295	5 211
2018	1 490	0	188	3 046	4 724	10 609	138 904	4 336
2019	1 476	0	122	2 782	4 380	9 749	148 653	3 608
2020	1 457	0	143	2 448	4 048	8 495	157 148	2 844
2021	1 428	0	122	2 183	3 733	7 554	164 702	2 290
2022	1 266	0	125	1 941	3 332	6 802	171 504	1 867
2023	1 216	0	127	1 721	3 064	6 016	177 520	1 494
Итого	32 768	0	35 457	68 202	136 427	177 520		98 473
Остаток	5 938	0	2 898	7 407	16 243	24 572	202 092	4 538
Всего в будущем	38 706	0	38 355	75 609	152 670	202 092		103 011

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 122

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ BS_AF_26 (БИЙСКИЙ И АФОННСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,941046	0,941046	0,941046	50,00	24,80	2,47	10,00%
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,956511	0,956511	0,956511	60,00	31,42	2,47	12,00%
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%
								20,00%
								25,00%
								99 209
								87 615
								73 368
								55 659
								43 019

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	1	346 277	78 200	2 115	325 863	73 590	1 582	55,00	2,47
2011	1	625 691	169 647	3 873	589 029	159 706	2 761	60,00	2,47
2012	1	378 149	104 357	2 383	356 294	98 326	1 699	60,00	2,47
2013	1	584 292	164 167	3 748	503 057	141 342	2 444	60,00	2,47
2014	1	562 225	160 883	3 673	481 728	137 850	2 383	60,00	2,47
2015	1	366 171	156 002	3 561	319 220	135 999	2 351	60,00	2,47
2016	1	214 603	144 331	3 296	183 826	123 631	2 137	60,00	2,47
2017	1	188 866	132 784	3 031	162 943	114 558	1 980	60,00	2,47
2018	1	165 874	122 161	2 789	145 653	107 270	1 854	60,00	2,47
2019	1	145 351	112 388	2 566	131 045	101 326	1 752	60,00	2,47
2020	1	127 052	103 397	2 361	113 396	92 284	1 595	60,00	2,47
2021	1	110 749	95 126	2 172	99 285	85 279	1 474	60,00	2,47
2022	1	96 241	87 515	1 998	86 544	78 697	1 361	60,00	2,47
2023	1	83 347	80 515	1 838	75 055	72 504	1 253	60,00	2,47
Итого		3 994 888	1 711 473	39 404	3 572 938	1 522 362	26 626	59,54	2,47
Остаток		332 804	420 303	9 596	300 854	380 175	6 572	60,00	2,47
Всего в будущем		4 327 692	2 131 776	49 000	3 873 792	1 902 537	33 198	59,58	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 0,00%				
Окончательный		4 327 692	2 131 776	49 000					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	17 922	5 018	3 908	0	23 899	918	239	22 742
2011	35 342	3 089	6 819	0	47 179	1 837	482	44 860
2012	21 378	4 441	4 198	0	28 665	1 086	291	27 288
2013	30 183	4 331	6 035	0	40 659	1 576	430	38 653
2014	28 904	4 273	5 885	0	39 120	1 468	412	37 240
2015	19 153	3 885	5 807	0	29 233	912	403	27 918
2016	11 030	3 599	5 279	0	20 194	496	366	19 332
2017	9 776	3 371	4 891	0	18 266	406	340	17 520
2018	8 739	3 183	4 580	0	16 690	330	318	16 042
2019	7 863	2 900	4 327	0	15 373	284	300	14 789
2020	6 804	2 679	3 940	0	13 644	242	274	13 128
2021	5 957	2 473	3 641	0	12 277	206	253	11 818
2022	5 193	2 278	3 360	0	11 026	176	233	10 617
2023	4 503	5 018	3 096	0	9 877	149	215	9 513
Итого	212 747	47 589	65 766	0	326 102	10 086	4 556	311 460
Остаток	18 051	11 945	16 232	0	46 228	550	1 127	44 551
Всего в будущем	230 798	59 534	81 998	0	372 330	10 636	5 683	356 011

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	2 585	0	22 098	5 568	30 251	-7 509	-7 509	-7 329
2011	4 990	0	7 092	10 319	22 401	22 459	14 950	18 432
2012	2 783	0	3 860	6 258	12 901	14 387	29 337	10 687
2013	3 297	0	704	8 860	12 861	25 792	55 129	17 332
2014	3 191	0	497	8 508	12 196	25 044	80 173	15 234
2015	2 520	0	244	6 063	8 827	19 091	99 264	10 580
2016	1 755	0	157	3 922	5 834	13 498	112 762	6 730
2017	1 659	0	273	3 523	5 455	12 065	124 827	5 448
2018	1 557	0	197	3 197	4 951	11 091	135 918	4 533
2019	1 541	0	128	2 921	4 590	10 199	146 117	3 773
2020	1 523	0	149	2 572	4 244	8 884	155 001	2 976
2021	1 492	0	128	2 294	3 914	7 904	162 905	2 396
2022	1 324	0	130	2 042	3 496	7 121	170 026	1 954
2023	1 271	0	134	1 810	3 215	6 298	176 324	1 564
Итого	31 488	0	35 791	67 857	135 136	176 324		94 310
Остаток	6 509	0	2 955	8 111	17 575	26 976	203 300	4 899
Всего в будущем	37 997	0	38 746	75 968	152 711	203 300		99 209

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 123

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ №20_BS_AF (БИЙСКИЙ И АФОННСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
ЗА ТРУБОПРОВОДОМ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,941406	0,941406	0,941406	50,00	24,80	2,47	10,00%	94 352
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,955313	0,955313	0,955313	60,00	31,42	2,47	12,00%	81 792
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	66 651
								20,00%	48 385
								25,00%	35 839

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011	1	347 924	92 981	2 123	327 538	87 533	1 513	60,00	2,47
2012	1	424 655	114 974	2 625	400 111	108 329	1 873	60,00	2,47
2013	1	656 368	180 869	4 129	565 113	155 722	2 692	60,00	2,47
2014	1	631 797	177 251	4 047	541 339	151 874	2 625	60,00	2,47
2015	1	281 551	173 707	3 966	245 451	151 434	2 618	60,00	2,47
2016	1	262 902	168 911	3 856	225 197	144 686	2 501	60,00	2,47
2017	1	233 740	156 656	3 577	201 658	135 154	2 336	60,00	2,47
2018	1	205 736	144 124	3 291	180 656	126 555	2 188	60,00	2,47
2019	1	180 716	132 595	3 027	162 929	119 544	2 066	60,00	2,47
2020	1	158 383	121 986	2 785	141 360	108 875	1 882	60,00	2,47
2021	1	138 466	112 228	2 562	124 133	100 611	1 739	60,00	2,47
2022	1	120 723	103 249	2 357	108 559	92 845	1 605	60,00	2,47
2023	1	104 932	94 990	2 169	94 492	85 539	1 479	60,00	2,47
Итого		3 747 893	1 774 521	40 514	3 318 536	1 568 701	27 117	60,00	2,47
Остаток		456 076	546 879	12 486	413 825	497 301	8 597	60,00	2,47
Всего в будущем		4 203 969	2 321 400	53 000	3 732 361	2 066 002	35 714	60,00	2,47

(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 24,29%

Совокупный	0	0	0						
Окончательный	4 203 969	2 321 400	53 000						

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	19 652	2 750	3 737	0	26 139	1 022	264	24 853
2012	24 007	3 404	4 626	0	32 037	1 219	321	30 497
2013	33 907	4 893	6 649	0	45 449	1 770	473	43 206
2014	32 480	4 772	6 484	0	43 736	1 650	454	41 632
2015	14 727	4 758	6 466	0	25 951	701	449	24 801
2016	13 512	4 546	6 178	0	24 236	608	429	23 199
2017	12 099	4 246	5 770	0	22 115	503	401	21 211
2018	10 840	3 977	5 404	0	20 221	409	375	19 437
2019	9 776	3 756	5 104	0	18 636	353	354	17 929
2020	8 481	3 421	4 649	0	16 551	301	323	15 927
2021	7 448	3 161	4 296	0	14 905	259	298	14 348
2022	6 514	2 917	3 964	0	13 395	221	276	12 898
2023	5 669	2 688	3 652	0	12 009	186	253	11 570
Итого	199 112	49 289	66 979	0	315 380	9 202	4 670	301 508
Остаток	24 830	15 625	21 233	0	61 688	756	1 475	59 457
Всего в будущем	223 942	64 914	88 212	0	377 068	9 958	6 145	360 965

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	2 362	0	22 531	5 726	30 619	-5 766	-5 766	-5 178
2012	3 105	0	4 312	7 008	14 425	16 072	10 306	11 937
2013	3 679	0	786	9 923	14 388	28 818	39 124	19 363
2014	3 562	0	555	9 532	13 649	27 983	67 107	17 022
2015	2 321	0	277	5 108	7 706	17 095	84 202	9 414
2016	2 098	0	190	4 740	7 028	16 171	100 373	8 062
2017	1 999	0	330	4 298	6 627	14 584	114 957	6 586
2018	1 876	0	238	3 903	6 017	13 420	128 377	5 484
2019	1 860	0	155	3 571	5 586	12 343	140 720	4 566
2020	1 838	0	181	3 147	5 166	10 761	151 481	3 604
2021	1 804	0	154	2 811	4 769	9 579	161 060	2 904
2022	1 600	0	159	2 505	4 264	8 634	169 694	2 369
2023	1 538	0	162	2 225	3 925	7 645	177 339	1 899
Итого	29 642	0	30 030	64 497	124 169	177 339		88 032
Остаток	8 827	0	3 581	10 912	23 320	36 137	213 476	6 320
Всего в будущем	38 469	0	33 611	75 409	147 489	213 476		94 352

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 124

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ BS_AF_25 (БИЙСКИЙ И АФОННСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,955033			50,00	24,80	2,47	10,00%	112 388
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,904827	0,904827	0,904827	60,00	31,42	2,47	12,00%	100 259
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	85 271
								20,00%	66 455
								25,00%	52 830

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	1	658 221	83 661	4 033	619 416	78 729	3 359	55,00	2,47
2011	1	664 618	181 496	4 144	625 676	170 861	2 953	60,00	2,47
2012	1	401 670	111 644	2 549	378 454	105 192	1 819	60,00	2,47
2013	1	620 623	175 633	4 010	534 338	151 214	2 614	60,00	2,47
2014	1	597 173	172 120	3 929	511 673	147 477	2 549	60,00	2,47
2015	1	249 585	163 476	3 733	217 583	142 515	2 463	60,00	2,47
2016	1	219 974	150 399	3 433	188 426	128 829	2 227	60,00	2,47
2017	1	193 503	138 367	3 159	166 943	119 375	2 064	60,00	2,47
2018	1	169 859	127 297	2 907	149 153	111 779	1 932	60,00	2,47
2019	1	148 760	117 114	2 674	134 118	105 587	1 825	60,00	2,47
2020	1	129 950	107 744	2 459	115 983	96 164	1 663	60,00	2,47
2021	1	113 197	99 125	2 264	101 480	88 865	1 536	60,00	2,47
2022	1	98 294	91 195	2 082	88 389	82 005	1 417	60,00	2,47
2023	1	85 049	83 899	1 915	76 588	75 553	1 306	60,00	2,47
Итого		4 350 476	1 803 170	43 291	3 908 220	1 604 145	29 727	59,21	2,47
Остаток		331 373	425 249	9 709	299 244	384 057	6 639	60,00	2,47
Всего в будущем		4 681 849	2 228 419	53 000	4 207 464	1 988 202	36 366	59,26	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 0,00%				
Окончательный		4 681 849	2 228 419	53 000					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	34 068	2 213	8 296	0	44 577	1 744	420	42 413
2011	37 540	5 369	7 295	0	50 204	1 952	516	47 736
2012	22 708	3 305	4 492	0	30 505	1 154	312	29 039
2013	32 060	4 751	6 456	0	43 267	1 673	459	41 135
2014	30 700	4 634	6 297	0	41 631	1 560	441	39 630
2015	13 055	4 477	6 085	0	23 617	621	422	22 574
2016	11 306	4 048	5 500	0	20 854	509	382	19 963
2017	10 016	3 751	5 097	0	18 864	416	354	18 094
2018	8 950	3 512	4 773	0	17 235	338	331	16 566
2019	8 047	3 318	4 508	0	15 873	291	313	15 269
2020	6 959	3 021	4 106	0	14 086	247	286	13 553
2021	6 089	2 792	3 794	0	12 675	211	263	12 201
2022	5 303	2 577	3 502	0	11 382	180	243	10 959
2023	4 595	2 374	3 226	0	10 195	151	224	9 820
Итого	231 396	50 142	73 427	0	354 965	11 047	4 966	338 952
Остаток	17 955	12 067	16 398	0	46 420	548	1 139	44 733
Всего в будущем	249 351	62 209	89 825	0	401 385	11 595	6 105	383 685

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	14 610	0	14 610	-14 610	-14 610	-14 310
2010	5 528	0	7 970	10 003	23 501	18 912	4 302	17 152
2011	5 313	0	7 549	10 972	23 834	23 902	28 204	19 618
2012	2 963	0	4 109	6 655	13 727	15 312	43 516	11 374
2013	3 510	0	749	9 421	13 680	27 455	70 971	18 448
2014	3 398	0	528	9 047	12 973	26 657	97 628	16 214
2015	2 125	0	252	4 606	6 983	15 591	113 219	8 590
2016	1 817	0	163	4 040	6 020	13 943	127 162	6 955
2017	1 716	0	282	3 629	5 627	12 467	139 629	5 628
2018	1 610	0	203	3 292	5 105	11 461	151 090	4 684
2019	1 594	0	133	3 008	4 735	10 534	161 624	3 898
2020	1 574	0	154	2 647	4 375	9 178	170 802	3 073
2021	1 544	0	131	2 361	4 036	8 165	178 967	2 475
2022	1 368	0	135	2 100	3 603	7 356	186 323	2 019
2023	1 314	0	138	1 863	3 315	6 505	192 828	1 616
Итого	35 374	0	37 106	73 644	146 124	192 828		107 434
Остаток	6 518	0	3 129	8 123	17 770	26 963	219 791	4 954
Всего в будущем	41 892	0	40 235	81 767	163 894	219 791		112 388

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 125

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ №27_BS_AF (БИЙСКИЙ И АФОННСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
	1,000000	0,886635	0,886635	0,886635	50,00	24,80	2,47		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000				60,00	31,42	2,47	10,00%	-26 817
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ								12,00%	-32 854
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	-40 023
								20,00%	-48 264
								25,00%	-53 334

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010	1	1 136 656	75 140	3 690	1 085 471	71 757	3 126	55,00	2,47
2011	1	971 239	154 666	3 531	922 658	146 929	2 539	60,00	2,47
2012	1	512 067	90 057	2 056	483 621	85 054	1 471	60,00	2,47
2013	1	688 657	134 006	3 059	605 912	117 905	2 038	60,00	2,47
2014	1	556 845	123 267	2 815	466 254	103 213	1 784	60,00	2,47
2015	1	230 930	111 993	2 557	193 489	93 835	1 622	60,00	2,47
2016	1	151 548	100 264	2 289	126 132	83 449	1 443	60,00	2,47
2017	1	131 753	89 833	2 051	110 252	75 173	1 299	60,00	2,47
2018	1	114 525	80 549	1 839	97 316	68 446	1 183	60,00	2,47
2019	1	99 528	72 281	1 650	87 385	63 462	1 097	60,00	2,47
2020	1	86 470	64 910	1 482	75 070	56 353	974	60,00	2,47
2021	1	75 095	58 337	1 332	65 524	50 901	880	60,00	2,47
2022	1	65 189	52 467	1 198	57 131	45 982	795	60,00	2,47
2023	1	56 556	47 224	1 078	49 633	41 444	717	60,00	2,47
Итого		4 877 058	1 254 994	30 627	4 425 848	1 103 903	20 968	58,77	2,47
Остаток		175 933	163 073	3 723	155 026	143 713	2 484	60,00	2,47
Всего в будущем		5 052 991	1 418 067	34 350	4 580 874	1 247 616	23 452	58,82	2,47

(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 0,00%

Совокупный	0	0	0						
Окончательный	5 052 991	1 418 067	34 350						

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				Итого	РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее		Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	59 701	2 017	7 720	0	69 438	2 054	389	66 995
2011	55 359	4 617	6 274	0	66 250	2 247	436	63 567
2012	29 018	2 672	3 631	0	35 321	1 457	198	33 666
2013	36 354	3 705	5 034	0	45 093	2 170	377	42 546
2014	27 976	3 243	4 407	0	35 626	1 710	335	33 581
2015	11 609	2 948	4 007	0	18 564	712	306	17 546
2016	7 568	2 622	3 563	0	13 753	470	279	13 004
2017	6 615	2 362	3 209	0	12 186	401	253	11 532
2018	5 839	2 150	2 923	0	10 912	348	229	10 335
2019	5 243	1 994	2 710	0	9 947	292	206	9 449
2020	4 504	1 771	2 406	0	8 681	238	179	8 264
2021	3 932	1 599	2 173	0	7 704	204	159	7 341
2022	3 428	1 445	1 963	0	6 836	173	143	6 520
2023	2 978	1 302	1 770	0	6 050	146	127	5 777
Итого	260 124	34 447	51 790	0	346 361	12 622	3 616	330 123
Остаток	9 301	4 516	6 136	0	19 953	419	432	19 102
Всего в будущем	269 425	38 963	57 926	0	366 314	13 041	4 048	349 225

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				Итого	БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М		Дисконтированный по 10,00%
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка		Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	16 511	0	16 511	-16 511	-16 511	-16 443
2010	12 012	0	127 007	16 899	155 918	-88 923	-105 434	-79 948
2011	8 447	0	40 039	15 182	63 668	-101	-105 535	110
2012	3 886	0	9 591	8 034	21 511	12 155	-93 380	9 063
2013	3 555	0	686	10 174	14 415	28 131	-65 249	18 928
2014	2 883	0	305	7 947	11 135	22 446	-42 803	13 669
2015	1 650	0	111	3 783	5 544	12 002	-30 801	6 627
2016	1 208	0	43	2 678	3 929	9 075	-21 726	4 527
2017	1 121	0	61	2 362	3 544	7 988	-13 738	3 607
2018	1 026	0	44	2 105	3 175	7 160	-6 578	2 927
2019	999	0	30	1 909	2 938	6 511	-67	2 408
2020	973	0	37	1 658	2 668	5 596	5 529	1 874
2021	938	0	32	1 463	2 433	4 908	10 437	1 489
2022	822	0	32	1 291	2 145	4 375	14 812	1 200
2023	780	0	33	1 135	1 948	3 829	18 641	951
Итого	40 300	0	194 562	76 620	311 482	18 641		-29 011
Остаток	2 780	0	2 151	3 683	8 614	10 488	29 129	2 194
Всего в будущем	43 080	0	196 713	80 303	320 096	29 129		-26 817

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 126

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ AF_15 (БИЙСКИЙ И АФОНИНСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,949980	0,949980	0,949980	50,00	24,80	2,47	10,00%	35 674
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%	29 259
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	21 609
								20,00%	12 589
								25,00%	6 637

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011	1	236 017	68 357	1 561	224 211	64 938	1 123	60,00	2,47
2012	1	215 936	63 287	1 445	203 941	59 771	1 033	60,00	2,47
2013	1	334 836	99 560	2 273	294 603	87 597	1 514	60,00	2,47
2014	1	323 372	97 568	2 227	270 765	81 695	1 412	60,00	2,47
2015	1	312 234	95 616	2 183	261 610	80 114	1 385	60,00	2,47
2016	1	296 505	92 173	2 105	246 779	76 715	1 326	60,00	2,47
2017	1	158 435	84 147	1 921	132 580	70 415	1 217	60,00	2,47
2018	1	105 918	76 489	1 746	90 002	64 995	1 124	60,00	2,47
2019	1	92 883	69 529	1 588	81 551	61 046	1 055	60,00	2,47
2020	1	81 342	63 202	1 442	70 619	54 870	949	60,00	2,47
2021	1	71 134	57 450	1 312	62 067	50 128	866	60,00	2,47
2022	1	62 109	52 222	1 192	54 432	45 767	791	60,00	2,47
2023	1	54 138	47 470	1 084	47 512	41 660	720	60,00	2,47
Итого		2 344 859	967 070	22 079	2 040 672	839 711	14 515	60,00	2,47
Остаток		253 285	273 263	6 239	224 369	242 378	4 190	60,00	2,47
Всего в будущем		2 598 144	1 240 333	28 318	2 265 041	1 082 089	18 705	60,00	2,47

Совокупный	0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 24,29%					
Окончательный	2 598 144	1 240 333	28 318						

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	13 453	2 040	2 773	0	18 266	546	193	17 527
2012	12 236	1 878	2 552	0	16 666	614	139	15 913
2013	17 676	2 753	3 740	0	24 169	1 056	279	22 834
2014	16 246	2 567	3 488	0	22 301	992	266	21 043
2015	15 697	2 517	3 421	0	21 635	964	262	20 409
2016	14 807	2 410	3 275	0	20 492	918	255	19 319
2017	7 954	2 213	3 007	0	13 174	483	238	12 453
2018	5 400	2 042	2 775	0	10 217	321	217	9 679
2019	4 894	1 918	2 606	0	9 418	273	198	8 947
2020	4 237	1 724	2 343	0	8 304	224	174	7 906
2021	3 724	1 575	2 140	0	7 439	193	157	7 089
2022	3 266	1 438	1 955	0	6 659	546	142	6 352
2023	2 850	1 309	1 778	0	5 937	614	128	5 669
Итого	122 440	26 384	35 853	0	184 677	6 889	2 648	175 140
Остаток	13 462	7 615	10 349	0	31 426	566	724	30 136
Всего в будущем	135 902	33 999	46 202	0	216 103	7 455	3 372	205 276

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	2 484	0	31 610	3 967	38 061	-20 534	-22 435	-17 174
2012	1 891	0	4 610	3 616	10 117	5 796	-16 639	4 317
2013	1 970	0	375	5 234	7 579	15 255	-1 384	10 250
2014	1 854	0	194	4 822	6 870	14 173	12 789	8 620
2015	1 841	0	126	4 670	6 637	13 772	26 561	7 583
2016	1 665	0	63	4 417	6 145	13 174	39 735	6 569
2017	1 178	0	57	2 650	3 885	8 568	48 303	3 887
2018	964	0	40	1 963	2 967	6 712	55 015	2 744
2019	949	0	29	1 799	2 777	6 170	61 185	2 282
2020	934	0	36	1 577	2 547	5 359	66 544	1 795
2021	909	0	30	1 404	2 343	4 746	71 290	1 439
2022	803	0	32	1 248	2 083	4 269	75 559	1 171
2023	769	0	32	1 106	1 907	3 762	79 321	935
Итого	18 211	0	39 135	38 473	95 819	79 321		32 525
Остаток	4 695	0	1 564	5 657	11 916	18 220	97 541	3 149
Всего в будущем	22 906	0	40 699	44 130	107 735	97 541		35 674

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 127

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ AF_16 (БИЙСКИЙ И АФОНИНСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,949980	0,949980	0,949980	50,00	24,80	2,47	10,00%	46 908
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%	39 876
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	31 428
								20,00%	21 326
								25,00%	14 504

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011	1	89 140	25 742	588	84 681	24 454	423	60,00	2,47
2012	1	219 061	63 822	1 457	206 892	60 277	1 042	60,00	2,47
2013	1	339 710	100 401	2 292	298 892	88 337	1 527	60,00	2,47
2014	1	328 109	98 393	2 247	274 730	82 386	1 424	60,00	2,47
2015	1	316 835	96 425	2 201	265 467	80 791	1 396	60,00	2,47
2016	1	305 179	94 277	2 152	253 997	78 467	1 357	60,00	2,47
2017	1	230 154	87 559	2 000	192 596	73 270	1 266	60,00	2,47
2018	1	111 834	79 592	1 817	95 028	67 632	1 170	60,00	2,47
2019	1	98 122	72 348	1 651	86 151	63 521	1 098	60,00	2,47
2020	1	85 980	65 765	1 502	74 645	57 095	987	60,00	2,47
2021	1	75 235	59 781	1 365	65 646	52 161	901	60,00	2,47
2022	1	65 735	54 340	1 240	57 610	47 624	823	60,00	2,47
2023	1	57 339	49 395	1 128	50 320	43 349	750	60,00	2,47
Итого		2 322 433	947 840	21 640	2 006 655	819 364	14 164	60,00	2,47
Остаток		269 345	284 344	6 492	238 603	252 207	4 360	60,00	2,47
Всего в будущем		2 591 778	1 232 184	28 132	2 245 258	1 071 571	18 524	60,00	2,47

(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 24,29%

Совокупный	0	0	0						
Окончательный	2 591 778	1 232 184	28 132						

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	5 081	768	1 044	0	6 893	206	72	6 615
2012	12 413	1 894	2 574	0	16 881	623	141	16 117
2013	17 934	2 776	3 772	0	24 482	1 071	282	23 129
2014	16 484	2 588	3 517	0	22 589	1 007	267	21 315
2015	15 928	2 539	3 450	0	21 917	978	264	20 675
2016	15 240	2 465	3 350	0	21 055	945	262	19 848
2017	11 555	2 302	3 128	0	16 985	702	247	16 036
2018	5 702	2 125	2 888	0	10 715	339	226	10 150
2019	5 169	1 996	2 712	0	9 877	288	207	9 382
2020	4 479	1 794	2 438	0	8 711	237	181	8 293
2021	3 939	1 639	2 227	0	7 805	204	163	7 438
2022	3 456	1 496	2 034	0	6 986	174	148	6 664
2023	3 019	1 362	1 851	0	6 232	149	133	5 950
Итого	120 399	25 744	34 985	0	181 128	6 923	2 593	171 612
Остаток	14 316	7 925	10 768	0	33 009	601	753	31 655
Всего в будущем	134 715	33 669	45 753	0	214 137	7 524	3 346	203 267

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	689	0	14 610	1 498	16 797	-10 182	-12 083	-8 231
2012	1 913	0	4 669	3 664	10 246	5 871	-6 212	4 372
2013	1 995	0	380	5 305	7 680	15 449	9 237	10 380
2014	1 877	0	196	4 888	6 961	14 354	23 591	8 731
2015	1 864	0	128	4 735	6 727	13 948	37 539	7 679
2016	1 710	0	64	4 541	6 315	13 533	51 072	6 746
2017	1 467	0	96	3 574	5 137	10 899	61 971	4 944
2018	1 010	0	43	2 063	3 116	7 034	69 005	2 875
2019	993	0	30	1 891	2 914	6 468	75 473	2 393
2020	978	0	37	1 658	2 673	5 620	81 093	1 882
2021	952	0	32	1 477	2 461	4 977	86 070	1 509
2022	842	0	33	1 314	2 189	4 475	90 545	1 228
2023	806	0	34	1 164	2 004	3 946	94 491	980
Итого	17 096	0	22 253	37 772	77 121	94 491		43 595
Остаток	4 924	0	1 574	5 963	12 461	19 194	113 685	3 313
Всего в будущем	22 020	0	23 827	43 735	89 582	113 685		46 908

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 128

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ BS_AF_17 (БИЙСКИЙ И АФОННСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,944449	0,944449	0,944449	50,00	24,80	2,47	10,00%	104 573
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%	89 026
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	70 557
								20,00%	48 817
								25,00%	34 375

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013	1	734 820	212 918	4 861	646 527	187 334	3 238	60,00	2,47
2014	1	712 689	208 659	4 764	596 745	174 714	3 020	60,00	2,47
2015	1	691 149	204 486	4 669	579 092	171 332	2 962	60,00	2,47
2016	1	670 186	200 396	4 575	557 790	166 788	2 883	60,00	2,47
2017	1	366 405	196 388	4 484	306 611	164 340	2 841	60,00	2,47
2018	1	285 330	185 425	4 233	242 455	157 562	2 724	60,00	2,47
2019	1	253 359	168 551	3 848	222 448	147 987	2 558	60,00	2,47
2020	1	224 845	153 213	3 498	195 203	133 014	2 299	60,00	2,47
2021	1	199 421	139 271	3 180	174 003	121 520	2 101	60,00	2,47
2022	1	176 764	126 597	2 890	154 916	110 949	1 918	60,00	2,47
2023	1	156 578	115 077	2 628	137 411	100 991	1 746	60,00	2,47
Итого		4 471 546	1 910 981	43 630	3 813 201	1 636 531	28 290	60,00	2,47
Остаток		798 157	662 440	15 124	707 439	587 570	10 156	60,00	2,47
Всего в будущем		5 269 703	2 573 421	58 754	4 520 640	2 224 101	38 446	60,00	2,47

(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 24,29%

Совокупный	0	0	0						
Окончательный	5 269 703	2 573 421	58 754						

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	38 792	5 886	7 999	0	52 677	2 316	598	49 763
2014	35 804	5 490	7 459	0	48 753	2 188	568	45 997
2015	34 746	5 383	7 316	0	47 445	2 133	560	44 752
2016	33 467	5 240	7 121	0	45 828	2 075	556	43 197
2017	18 397	5 164	7 017	0	30 578	1 117	554	28 907
2018	14 547	4 950	6 727	0	26 224	865	527	24 832
2019	13 347	4 650	6 319	0	24 316	745	480	23 091
2020	11 712	4 180	5 679	0	21 571	619	422	20 530
2021	10 440	3 818	5 189	0	19 447	540	380	18 527
2022	9 295	3 486	4 737	0	17 518	470	345	16 703
2023	8 245	3 173	4 312	0	15 730	405	310	15 015
Итого	228 792	51 420	69 875	0	350 087	13 473	5 300	331 314
Остаток	42 446	18 461	25 088	0	85 995	1 771	1 755	82 469
Всего в будущем	271 238	69 881	94 963	0	436 082	15 244	7 055	413 783

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	0	0	14 610	0	14 610	-14 610	-16 511	-10 354
2013	4 284	0	816	11 441	16 541	33 222	16 711	22 322
2014	4 042	0	424	10 577	15 043	30 954	47 665	18 828
2015	4 025	0	277	10 281	14 583	30 169	77 834	16 610
2016	3 712	0	139	9 919	13 770	29 427	107 261	14 667
2017	2 740	0	140	6 144	9 024	19 883	127 144	9 003
2018	2 448	0	104	5 120	7 672	17 160	144 304	7 014
2019	2 423	0	75	4 731	7 229	15 862	160 166	5 867
2020	2 397	0	91	4 181	6 669	13 861	174 027	4 642
2021	2 347	0	80	3 756	6 183	12 344	186 371	3 742
2022	2 085	0	83	3 369	5 537	11 166	197 537	3 064
2023	2 007	0	84	3 014	5 105	9 910	207 447	2 462
Итого	32 510	0	18 824	72 533	123 867	207 447		95 974
Остаток	12 634	0	3 313	16 157	32 104	50 365	257 812	8 599
Всего в будущем	45 144	0	22 137	88 690	155 971	257 812		104 573

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 129

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ BS_AF_18 (БИЙСКИЙ И АФОННСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			СОСТАВНАЯ	МЕСЯЧНАЯ
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
	1,000000	0,944449	0,944449	0,944449	50,00	24,80	2,47		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	10,00%	100 599
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ								12,00%	85 937
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	68 442
								20,00%	47 688
								25,00%	33 752

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012	1	385 201	111 490	2 545	363 803	105 296	1 820	60,00	2,47
2013	1	721 486	210 687	4 811	634 795	185 373	3 205	60,00	2,47
2014	1	700 153	206 474	4 714	586 249	172 884	2 988	60,00	2,47
2015	1	679 385	202 345	4 619	569 235	169 538	2 931	60,00	2,47
2016	1	373 033	198 297	4 528	310 472	165 041	2 853	60,00	2,47
2017	1	294 761	189 384	4 324	246 659	158 478	2 739	60,00	2,47
2018	1	262 469	172 336	3 934	223 029	146 440	2 532	60,00	2,47
2019	1	233 348	156 654	3 577	204 878	137 541	2 377	60,00	2,47
2020	1	207 352	142 399	3 251	180 017	123 626	2 137	60,00	2,47
2021	1	184 156	129 440	2 955	160 683	112 942	1 953	60,00	2,47
2022	1	163 464	117 661	2 686	143 260	103 118	1 782	60,00	2,47
2023	1	145 013	106 954	2 442	127 262	93 862	1 623	60,00	2,47
Итого		4 349 821	1 944 121	44 386	3 750 342	1 674 139	28 940	60,00	2,47
Остаток		744 786	615 681	14 057	660 164	546 096	9 440	60,00	2,47
Всего в будущем		5 094 607	2 559 802	58 443	4 410 506	2 220 235	38 380	60,00	2,47

(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 24,29%

Совокупный	0	0	0						
Окончательный	5 094 607	2 559 802	58 443						

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				Итого	РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее		Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	21 828	3 308	4 496	0	29 632	1 096	245	28 291
2013	38 088	5 825	7 915	0	51 828	2 274	592	48 962
2014	35 175	5 432	7 381	0	47 988	2 149	561	45 278
2015	34 154	5 327	7 239	0	46 720	2 097	555	44 068
2016	18 628	5 185	7 047	0	30 860	1 155	550	29 155
2017	14 800	4 980	6 767	0	26 547	898	534	25 115
2018	13 382	4 601	6 252	0	24 235	796	490	22 949
2019	12 292	4 321	5 873	0	22 486	686	447	21 353
2020	10 801	3 885	5 278	0	19 964	572	392	19 000
2021	9 641	3 548	4 822	0	18 011	498	353	17 160
2022	8 596	3 240	4 403	0	16 239	434	320	15 485
2023	7 636	2 949	4 008	0	14 593	376	289	13 928
Итого	225 021	52 601	71 481	0	349 103	13 031	5 328	330 744
Остаток	39 609	17 159	23 317	0	80 085	1 651	1 631	76 803
Всего в будущем	264 630	69 760	94 798	0	429 188	14 682	6 959	407 547

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				Итого	БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М		
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка		Не дисконтированный Годовой	Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	14 610	0	14 610	-14 610	-16 511	-11 438
2012	0	0	9 851	6 437	19 652	8 639	-7 872	6 327
2013	3 364	0	802	11 246	16 266	32 696	24 824	21 967
2014	4 218	0	418	10 403	14 802	30 476	55 300	18 537
2015	3 981	0	272	10 117	14 355	29 713	85 013	16 359
2016	3 966	0	87	6 208	8 937	20 218	105 231	10 115
2017	2 642	0	135	5 192	7 754	17 361	122 592	7 836
2018	2 427	0	96	4 725	7 086	15 863	138 455	6 484
2019	2 265	0	69	4 368	6 679	14 674	153 129	5 428
2020	2 242	0	85	3 866	6 171	12 829	165 958	4 297
2021	2 220	0	74	3 474	5 723	11 437	177 395	3 467
2022	2 175	0	76	3 121	5 131	10 354	187 749	2 841
2023	1 934	0	78	2 794	4 734	9 194	196 943	2 283
Итого	33 296	0	28 554	71 951	133 801	196 943		92 610
Остаток	11 765	0	3 217	15 056	30 038	46 765	243 708	7 989
Всего в будущем	45 061	0	31 771	87 007	163 839	243 708		100 599

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 130

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ BS_AF_19 (БИЙСКИЙ И АФОННСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,944449	0,944449	0,944449	50,00	24,80	2,47	10,00%	106 899
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%	91 513
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	73 147
								20,00%	51 348
								25,00%	36 700

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012	1	193 483	55 892	1 276	182 735	52 787	912	60,00	2,47
2013	1	728 030	211 799	4 836	640 554	186 351	3 222	60,00	2,47
2014	1	706 302	207 564	4 739	591 397	173 796	3 004	60,00	2,47
2015	1	685 151	203 412	4 644	574 066	170 433	2 946	60,00	2,47
2016	1	578 778	199 344	4 551	481 712	165 912	2 868	60,00	2,47
2017	1	303 740	194 105	4 432	254 172	162 428	2 808	60,00	2,47
2018	1	273 580	178 761	4 081	232 470	151 899	2 626	60,00	2,47
2019	1	243 073	162 493	3 710	213 417	142 669	2 466	60,00	2,47
2020	1	215 853	147 707	3 372	187 397	128 235	2 217	60,00	2,47
2021	1	191 573	134 266	3 065	167 155	117 151	2 025	60,00	2,47
2022	1	169 926	122 047	2 787	148 923	106 963	1 849	60,00	2,47
2023	1	150 631	110 941	2 533	132 193	97 361	1 683	60,00	2,47
Итого		4 440 120	1 928 331	44 026	3 806 191	1 655 985	28 626	60,00	2,47
Остаток		770 696	638 633	14 580	683 114	566 454	9 792	60,00	2,47
Всего в будущем		5 210 816	2 566 964	58 606	4 489 305	2 222 439	38 418	60,00	2,47

(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 24,29%

Совокупный	0	0	0						
Окончательный	5 210 816	2 566 964	58 606						

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				Итого	РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее		Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	10 964	1 659	2 254	0	14 877	550	123	14 204
2013	38 433	5 855	7 956	0	52 244	2 295	595	49 354
2014	35 484	5 460	7 421	0	48 365	2 168	564	45 633
2015	34 444	5 355	7 277	0	47 076	2 115	557	44 404
2016	28 903	5 213	7 084	0	41 200	1 792	554	38 854
2017	15 250	5 104	6 935	0	27 289	925	548	25 816
2018	13 948	4 773	6 486	0	25 207	830	507	23 870
2019	12 805	4 482	6 092	0	23 379	715	463	22 201
2020	11 244	4 029	5 475	0	20 748	595	407	19 746
2021	10 030	3 681	5 002	0	18 713	518	367	17 828
2022	8 935	3 361	4 567	0	16 863	451	332	16 080
2023	7 931	3 059	4 157	0	15 147	391	299	14 457
Итого	228 371	52 031	70 706	0	351 108	13 345	5 316	332 447
Остаток	40 987	17 798	24 186	0	82 971	1 709	1 692	79 570
Всего в будущем	269 358	69 829	94 892	0	434 079	15 054	7 008	412 017

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				Итого	БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М		Дисконтированный по 10,00%
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка		Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	1 425	0	14 610	3 232	19 267	-5 063	-6 964	-3 914
2013	4 251	0	809	11 342	16 402	32 952	25 988	22 141
2014	4 011	0	421	10 488	14 920	30 713	56 701	18 680
2015	3 995	0	275	10 198	14 468	29 936	86 637	16 483
2016	3 369	0	138	8 774	12 281	26 573	113 210	13 293
2017	2 494	0	139	5 342	7 975	17 841	131 051	8 051
2018	2 354	0	100	4 918	7 372	16 498	147 549	6 742
2019	2 331	0	72	4 545	6 948	15 253	162 802	5 643
2020	2 306	0	88	4 020	6 414	13 332	176 134	4 465
2021	2 259	0	77	3 611	5 947	11 881	188 015	3 601
2022	2 008	0	79	3 242	5 329	10 751	198 766	2 950
2023	1 933	0	81	2 901	4 915	9 542	208 308	2 371
Итого	32 736	0	18 790	72 613	124 139	208 308		98 613
Остаток	12 189	0	3 274	15 593	31 056	48 514	256 822	8 286
Всего в будущем	44 925	0	22 064	88 206	155 195	256 822		106 899

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 131

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ BS_AF_20 (БИЙСКИЙ И АФОННСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,949980	0,949980	0,949980	50,00	24,80	2,47	10,00%	84 693
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%	70 836
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	54 338
								20,00%	34 883
								25,00%	21 973

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011	1	370 284	106 996	2 443	351 763	101 644	1 757	60,00	2,47
2012	1	454 595	132 304	3 020	429 342	124 955	2 160	60,00	2,47
2013	1	708 278	208 132	4 752	623 174	183 123	3 166	60,00	2,47
2014	1	687 382	203 969	4 657	575 556	170 786	2 952	60,00	2,47
2015	1	667 042	199 889	4 564	558 892	167 481	2 895	60,00	2,47
2016	1	447 058	194 085	4 431	372 083	161 536	2 792	60,00	2,47
2017	1	273 750	178 130	4 067	229 077	149 061	2 577	60,00	2,47
2018	1	243 498	161 921	3 697	206 908	137 589	2 378	60,00	2,47
2019	1	216 484	147 185	3 360	190 072	129 228	2 234	60,00	2,47
2020	1	192 370	133 792	3 055	167 009	116 154	2 008	60,00	2,47
2021	1	170 853	121 616	2 776	149 076	106 115	1 835	60,00	2,47
2022	1	151 658	110 550	2 524	132 913	96 885	1 674	60,00	2,47
2023	1	134 542	100 489	2 295	118 073	88 189	1 525	60,00	2,47
Итого		4 717 794	1 999 058	45 641	4 103 938	1 732 746	29 953	60,00	2,47
Остаток		691 066	578 469	13 207	612 549	513 090	8 869	60,00	2,47
Всего в будущем		5 408 860	2 577 527	58 848	4 716 487	2 245 836	38 822	60,00	2,47

(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 24,29%

Совокупный	0	0	0						
Окончательный	5 408 860	2 577 527	58 848						

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	21 106	3 194	4 340	0	28 640	857	301	27 482
2012	25 760	3 926	5 335	0	35 021	1 293	291	33 437
2013	37 391	5 753	7 819	0	50 963	2 232	585	48 146
2014	34 533	5 367	7 292	0	47 192	2 110	555	44 527
2015	33 534	5 262	7 151	0	45 947	2 059	547	43 341
2016	22 325	5 075	6 897	0	34 297	1 384	539	32 374
2017	13 744	4 684	6 365	0	24 793	835	502	23 456
2018	12 415	4 323	5 874	0	22 612	738	460	21 414
2019	11 404	4 060	5 518	0	20 982	637	420	19 925
2020	10 021	3 650	4 959	0	18 630	530	368	17 732
2021	8 944	3 334	4 531	0	16 809	462	332	16 015
2022	7 975	3 044	4 137	0	15 156	403	301	14 452
2023	7 084	2 771	3 765	0	13 620	348	271	13 001
Итого	246 236	54 443	73 983	0	374 662	13 888	5 472	355 302
Остаток	36 753	16 121	21 908	0	74 782	1 533	1 533	71 716
Всего в будущем	282 989	70 564	95 891	0	449 444	15 421	7 005	427 018

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	50 213	6 222	60 459	-32 977	-34 878	-27 516
2012	4 024	0	9 687	7 603	21 260	12 177	-22 701	9 067
2013	3 970	0	790	11 051	15 991	32 155	9 454	21 605
2014	4 150	0	410	10 223	14 550	29 977	39 431	18 232
2015	3 917	0	268	9 943	14 113	29 228	68 659	16 092
2016	3 902	0	85	7 095	10 044	22 330	90 989	11 196
2017	2 864	0	126	4 840	7 236	16 220	107 209	7 323
2018	2 270	0	89	4 400	6 604	14 810	122 019	6 052
2019	2 115	0	65	4 068	6 229	13 696	135 715	5 068
2020	2 096	0	79	3 600	5 752	11 980	147 695	4 011
2021	2 073	0	69	3 236	5 337	10 678	158 373	3 237
2022	2 032	0	71	2 908	4 786	9 666	168 039	2 652
2023	1 807	0	73	2 602	4 415	8 586	176 625	2 133
Итого	36 960	0	63 926	77 791	178 677	176 625		77 259
Остаток	10 996	0	3 266	14 031	28 293	43 423	220 048	7 434
Всего в будущем	47 956	0	67 192	91 822	206 970	220 048		84 693

ZHAIKMUNAI LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙКМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 132

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙКМУНАЙ – ОПЕРАТОР
CB BS_AF_21 (БИЙСКИЙ И АФОНИНСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M
СОСТАВНАЯ
МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
	1,000000	0,949980	0,949980	0,949980	50,00	24,80	2,47		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	10,00%	105 714
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ								12,00%	90 830
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	72 986
								20,00%	51 657
								25,00%	37 189

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011	1	62 097	17 908	409	58 991	17 012	294	0,00	0,00
2012	1	460 272	133 422	3 046	434 703	126 011	2 178	60,00	2,47
2013	1	717 149	209 891	4 792	630 981	184 671	3 193	60,00	2,47
2014	1	696 021	205 693	4 696	582 788	172 230	2 977	60,00	2,47
2015	1	675 451	201 579	4 603	565 939	168 897	2 919	60,00	2,47
2016	1	456 312	197 497	4 509	379 784	164 374	2 842	60,00	2,47
2017	1	287 400	185 354	4 231	240 499	155 106	2 681	60,00	2,47
2018	1	255 689	168 487	3 847	217 268	143 170	2 475	60,00	2,47
2019	1	227 369	153 155	3 497	199 628	134 469	2 324	60,00	2,47
2020	1	202 085	139 217	3 178	175 445	120 864	2 090	60,00	2,47
2021	1	179 521	126 549	2 890	156 639	110 419	1 908	60,00	2,47
2022	1	159 389	115 033	2 626	139 689	100 814	1 743	60,00	2,47
2023	1	141 436	104 565	2 387	124 123	91 766	1 586	60,00	2,47
Итого		4 520 191	1 958 350	44 711	3 906 477	3 906 477	29 210	60,00	2,47
Остаток		727 367	601 928	13 743	644 729	644 729	9 230	60,00	2,47
Всего в будущем		5 247 558	2 560 278	58 454	4 551 206	4 551 206	38 440	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 24,29%				
Окончательный		5 247 558	2 560 278	58 454					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	3 539	535	726	0	4 800	144	50	4 606
2012	26 083	3 959	5 381	0	35 423	1 309	294	33 820
2013	37 858	5 802	7 885	0	51 545	2 260	590	48 695
2014	34 968	5 412	7 353	0	47 733	2 137	559	45 037
2015	33 956	5 306	7 212	0	46 474	2 085	552	43 837
2016	22 787	5 165	7 018	0	34 970	1 412	548	33 010
2017	14 430	4 873	6 623	0	25 926	876	523	24 527
2018	13 036	4 499	6 113	0	23 648	776	479	22 393
2019	11 978	4 225	5 741	0	21 944	668	436	20 840
2020	10 527	3 797	5 161	0	19 485	557	384	18 544
2021	9 398	3 470	4 714	0	17 582	486	345	16 751
2022	8 381	3 167	4 305	0	15 853	423	313	15 117
2023	7 448	2 884	3 918	0	14 250	367	282	13 601
Итого	234 389	53 094	72 150	0	359 633	13 500	5 355	340 778
Остаток	38 683	16 775	22 796	0	78 254	1 612	1 595	75 047
Всего в будущем	273 072	69 869	94 946	0	437 887	15 112	6 950	415 825

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	452	0	14 610	1 043	16 105	-11 499	-13 400	-9 194
2012	4 014	0	9 797	7 693	21 504	12 316	-1 084	9 171
2013	4 196	0	799	11 183	16 178	32 517	31 433	21 849
2014	3 961	0	415	10 345	14 721	30 316	61 749	18 439
2015	3 945	0	271	10 061	14 277	29 560	91 309	16 274
2016	2 920	0	87	7 237	10 244	22 766	114 075	11 411
2017	2 372	0	131	5 068	7 571	16 956	131 031	7 655
2018	2 210	0	93	4 608	6 911	15 482	146 513	6 327
2019	2 189	0	68	4 261	6 518	14 322	160 835	5 298
2020	2 167	0	83	3 771	6 021	12 523	173 358	4 194
2021	2 124	0	72	3 390	5 586	11 165	184 523	3 385
2022	1 888	0	74	3 046	5 008	10 109	194 632	2 774
2023	1 819	0	77	2 727	4 623	8 978	203 610	2 230
Итого	34 257	0	28 478	74 433	137 168	203 610		97 920
Остаток	11 498	0	3 245	14 709	29 452	45 595	249 205	7 794
Всего в будущем	45 755	0	31 723	89 142	166 620	249 205		105 714

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 133

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ BS_AF_22 (БИЙСКИЙ И АФОННСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,944449	0,944449	0,944449	50,00	24,80	2,47	10,00%	109 682
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%	93 623
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	74 463
								20,00%	51 767
								25,00%	36 582

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012	1	116 307	33 570	766	109 846	31 705	548	60,00	2,47
2013	1	730 716	212 246	4 846	642 917	186 744	3 228	60,00	2,47
2014	1	708 828	208 002	4 749	593 512	174 163	3 011	60,00	2,47
2015	1	687 522	203 841	4 654	576 053	170 792	2 952	60,00	2,47
2016	1	666 786	199 764	4 561	554 960	166 262	2 874	60,00	2,47
2017	1	561 652	195 316	4 459	469 995	163 442	2 826	60,00	2,47
2018	1	278 202	181 397	4 142	236 398	154 139	2 664	60,00	2,47
2019	1	247 119	164 890	3 764	216 969	144 773	2 503	60,00	2,47
2020	1	219 389	149 885	3 422	190 467	130 125	2 249	60,00	2,47
2021	1	194 660	136 246	3 111	169 848	118 880	2 055	60,00	2,47
2022	1	172 614	123 847	2 827	151 279	108 540	1 876	60,00	2,47
2023	1	152 970	112 577	2 571	134 245	98 797	1 708	60,00	2,47
Итого		4 736 765	1 921 581	43 872	4 046 489	1 648 362	28 494	60,00	2,47
Остаток		781 490	648 051	14 795	692 676	574 807	9 936	60,00	2,47
Всего в будущем		5 518 255	2 569 632	58 667	4 739 165	2 223 169	38 430	60,00	2,47

Совокупный	0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 24,29%					
Окончательный	5 518 255	2 569 632	58 667						

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				РОЯЛТИ			БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	6 591	996	1 354	0	8 941	331	74	8 536
2013	38 575	5 868	7 973	0	52 416	2 303	596	49 517
2014	35 611	5 472	7 436	0	48 519	2 176	566	45 777
2015	34 563	5 366	7 293	0	47 222	2 122	558	44 542
2016	33 297	5 224	7 099	0	45 620	2 064	554	43 002
2017	28 200	5 135	6 978	0	40 313	1 712	552	38 049
2018	14 184	4 844	6 581	0	25 609	844	515	24 250
2019	13 018	4 548	6 182	0	23 748	726	470	22 552
2020	11 428	4 089	5 556	0	21 073	605	413	20 055
2021	10 191	3 735	5 076	0	19 002	527	372	18 103
2022	9 077	3 410	4 634	0	17 121	458	337	16 326
2023	8 054	3 105	4 218	0	15 377	396	303	14 678
Итого	242 789	51 792	70 380	0	364 961	14 264	5 310	345 387
Остаток	41 561	18 060	24 543	0	84 164	1 734	1 717	80 713
Всего в будущем	284 350	69 852	94 923	0	449 125	15 998	7 027	426 100

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	838	0	14 610	1 943	17 391	-8 855	-10 756	-6 770
2013	4 264	0	812	11 381	16 457	33 060	22 304	22 213
2014	4 023	0	422	10 523	14 968	30 809	53 113	18 739
2015	4 007	0	275	10 231	14 513	30 029	83 142	16 533
2016	3 696	0	139	9 872	13 707	29 295	112 437	14 601
2017	3 455	0	221	8 576	12 252	25 797	138 234	11 684
2018	2 391	0	101	4 998	7 490	16 760	154 994	6 849
2019	2 367	0	73	4 618	7 058	15 494	170 488	5 732
2020	2 342	0	89	4 083	6 514	13 541	184 029	4 534
2021	2 294	0	78	3 668	6 040	12 063	196 092	3 657
2022	2 038	0	81	3 292	5 411	10 915	207 007	2 995
2023	1 963	0	82	2 945	4 990	9 688	216 695	2 406
Итого	33 678	0	18 884	76 130	128 692	216 695		101 280
Остаток	12 364	0	3 365	15 815	31 544	49 169	265 864	8 402
Всего в будущем	46 042	0	22 249	91 945	160 236	265 864		109 682

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 134

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
СВ BS_AF_23 (БИЙСКИЙ И АФОННСКИЙ)

ГАЗОНОСНЫЙ УЧАСТОК
ВЕРОЯТНЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ				ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут		
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000	0,944449	0,944449	0,944449	50,00	24,80	2,47	10,00%	102 077
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000	0,899882	0,899882	0,899882	60,00	31,42	2,47	12,00%	87 175
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%	69 397
								20,00%	48 321
								25,00%	34 187

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012	1	346 995	100 393	2 292	327 719	94 816	1 639	60,00	2,47
2013	1	722 774	210 910	4 815	635 930	185 568	3 208	60,00	2,47
2014	1	701 364	206 691	4 719	587 262	173 066	2 991	60,00	2,47
2015	1	680 520	202 558	4 625	570 186	169 717	2 934	60,00	2,47
2016	1	517 614	198 507	4 532	430 805	165 215	2 856	60,00	2,47
2017	1	296 833	190 518	4 350	248 393	159 427	2 756	60,00	2,47
2018	1	264 642	173 602	3 963	224 875	147 516	2 550	60,00	2,47
2019	1	235 249	157 805	3 603	206 548	138 552	2 395	60,00	2,47
2020	1	209 015	143 445	3 275	181 459	124 534	2 153	60,00	2,47
2021	1	185 606	130 391	2 977	161 949	113 772	1 967	60,00	2,47
2022	1	164 727	118 525	2 706	144 367	103 875	1 795	60,00	2,47
2023	1	146 111	107 740	2 460	128 226	94 552	1 635	60,00	2,47
Итого		4 471 450	1 941 085	44 317	3 847 719	1 670 610	28 879	60,00	2,47
Остаток		749 847	620 205	14 160	664 647	550 108	9 509	60,00	2,47
Всего в будущем		5 221 297	2 561 290	58 477	4 512 366	2 220 718	38 388	60,00	2,47
Совокупный		0	0	0	(А) ЧИСТЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ НА ПОВЕРХНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ СЖАТИЯ = 24,29%				
Окончательный		5 221 297	2 561 290	58 477					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М				Итого	РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее		Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	19 663	2 979	4 048	0	26 690	987	221	25 482
2013	38 156	5 831	7 924	0	51 911	2 278	592	49 041
2014	35 236	5 437	7 389	0	48 062	2 153	562	45 347
2015	34 211	5 333	7 246	0	46 790	2 100	555	44 135
2016	25 848	5 191	7 055	0	38 094	1 603	551	35 940
2017	14 904	5 009	6 807	0	26 720	905	538	25 277
2018	13 492	4 635	6 298	0	24 425	803	493	23 129
2019	12 393	4 353	5 916	0	22 662	691	450	21 521
2020	10 888	3 913	5 317	0	20 118	576	395	19 147
2021	9 717	3 575	4 858	0	18 150	502	355	17 293
2022	8 662	3 264	4 435	0	16 361	438	323	15 600
2023	7 693	2 971	4 037	0	14 701	378	291	14 032
Итого	230 863	52 491	71 330	0	354 684	13 414	5 326	335 944
Остаток	39 879	17 284	23 488	0	80 651	1 663	1 643	77 345
Всего в будущем	270 742	69 775	94 818	0	435 335	15 077	6 969	413 289

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				Итого	БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М		
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка		Не дисконтированный Годовой	Дисконтированный Совокупный	Дисконтированный по 10,00%
2009	0	0	1 901	0	1 901	-1 901	-1 901	-1 893
2010	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2011	0	0	0	0	0	0	-1 901	0
2012	3 041	0	24 477	5 798	33 316	-7 834	-9 735	-6 252
2013	4 225	0	804	11 265	16 294	32 747	23 012	22 001
2014	3 987	0	418	10 420	14 825	30 522	53 534	18 565
2015	3 971	0	272	10 132	14 375	29 760	83 294	16 384
2016	3 144	0	138	8 008	11 290	24 650	107 944	12 350
2017	2 443	0	135	5 227	7 805	17 472	125 416	7 887
2018	2 282	0	97	4 763	7 142	15 987	141 403	6 534
2019	2 260	0	70	4 403	6 733	14 788	156 191	5 471
2020	2 237	0	85	3 895	6 217	12 930	169 121	4 330
2021	2 191	0	75	3 502	5 768	11 525	180 646	3 493
2022	1 949	0	77	3 145	5 171	10 429	191 075	2 862
2023	1 876	0	78	2 814	4 768	9 264	200 339	2 301
Итого	33 606	0	28 627	73 372	135 605	200 339		94 033
Остаток	11 848	0	3 255	15 162	30 265	47 080	247 419	8 044
Всего в будущем	45 454	0	31 882	88 534	165 870	247 419		102 077

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 135

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
ОПЛАТА БОНУСА ЗА ДОБЫЧУ

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000							10,00%
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000							12,00%
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%
								20,00%
								25,00%
								-588
								-529
								-452
								-347
								-267

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2016		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2017		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2018		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2019		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2020		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2021		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2022		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2023		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Итого		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Остаток		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Всего в будущем		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		0	0	0					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого	0	0	0	0	0	0	0	0
Остаток	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего в будущем	0	0	0	0	0	0	0	0

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			Дисконтированный по 10,00%
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	1 000	0	0	0	1 000	-1 000	-1 000	-588
2015	0	0	0	0	0	0	-1 000	0
2016	0	0	0	0	0	0	-1 000	0
2017	0	0	0	0	0	0	-1 000	0
2018	0	0	0	0	0	0	-1 000	0
2019	0	0	0	0	0	0	-1 000	0
2020	0	0	0	0	0	0	-1 000	0
2021	0	0	0	0	0	0	-1 000	0
2022	0	0	0	0	0	0	-1 000	0
2023	0	0	0	0	0	0	-1 000	0
Итого	1 000	0	0	0	1 000	-1 000	-1 000	-588
Остаток	0	0	0	0	0	0	-1 000	0
Всего в будущем	1 000	0	0	0	1 000	-1 000	-1 000	-588

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 136

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
ОПЛАТА БОНУСА ЗА ДОБЫЧУ

НЕФТЕНОСНЫЙ УЧАСТОК
ДОКАЗАННЫЕ
НЕРАЗРАБОТАННЫЕ
ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М
СОСТАВНАЯ
МЕСЯЧНАЯ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ				
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000							10,00%
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000							12,00%
ЗАМЕЧАНИЯ								15,00%
								20,00%
								25,00%
								-1 644
								-1 399
								-1 108
								-769
								-546

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2016		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2017		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2018		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2019		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2020		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2021		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2022		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2023		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Итого		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Остаток		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Всего в будущем		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		0	0	0					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого	0	0	0	0	0	0	0	0
Остаток	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего в будущем	0	0	0	0	0	0	0	0

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			Дисконтированный по 10,00%
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	1 000	0	0	0	1 000	-1 000	-1 000	-628
2015	0	0	0	0	0	0	-1 000	0
2016	0	0	0	0	0	0	-1 000	0
2017	1 000	0	0	0	1 000	-1 000	-2 000	-451
2018	0	0	0	0	0	0	-2 000	0
2019	0	0	0	0	0	0	-2 000	0
2020	1 000	0	0	0	1 000	-1 000	-3 000	-340
2021	0	0	0	0	0	0	-3 000	0
2022	0	0	0	0	0	0	-3 000	0
2023	0	0	0	0	0	0	-3 000	0
Итого	3 000	0	0	0	3 000	-3 000	-4 000	-1 419
Остаток	1 000	0	0	0	1 000	-1 000	-4 000	-225
Всего в будущем	4 000	0	0	0	4 000	-4 000		-1 644

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 137

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
ОБЪЕКТЫ

ОЦЕНКА ПОСТОЯННЫХ ЗАТРАТ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М	
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000						10,00%	-281 109
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000						12,00%	-271 738
ЗАМЕЧАНИЯ							15,00%	-258 992
							20,00%	-240 481
							25,00%	-224 584

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2016		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2017		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2018		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2019		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2020		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2021		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2022		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2023		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Итого		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Остаток		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Всего в будущем		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		0	0	0					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого	0	0	0	0	0	0	0	0
Остаток	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего в будущем	0	0	0	0	0	0	0	0

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			Дисконтированный по 10,00%
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	69 931	0	69 931	-69 931	-69 931	-69 642
2010	0	0	91 594	0	91 594	-91 594	-161 525	-82 568
2011	0	0	83 003	0	83 003	-83 003	-244 528	-67 732
2012	0	0	58 535	0	58 535	-58 535	-303 063	-43 238
2013	0	0	8 422	0	8 422	-8 422	-311 485	-5 631
2014	0	0	5 153	0	5 153	-5 153	-316 638	-3 119
2015	0	0	3 562	0	3 562	-3 562	-320 200	-1 952
2016	0	0	2 095	0	2 095	-2 095	-322 295	-1 039
2017	0	0	3 310	0	3 310	-3 310	-325 605	-1 486
2018	0	0	2 263	0	2 263	-2 263	-327 868	-919
2019	0	0	1 340	0	1 340	-1 340	-329 208	-494
2020	0	0	1 509	0	1 509	-1 509	-330 717	-502
2021	0	0	1 257	0	1 257	-1 257	-331 974	-379
2022	0	0	1 257	0	1 257	-1 257	-333 231	-343
2023	0	0	1 257	0	1 257	-69 931	-334 488	-310
Итого	0	0	334 488	0	334 488	-334 488		-279 354
Остаток	0	0	11 313	0	11 313	-11 313	-345 801	-1 755
Всего в будущем	0	0	345 801	0	345 801	-345 801		-281 109

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 138

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
ЗАТРАТЫ

ОЦЕНКА ПОСТОЯННЫХ ЗАТРАТ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$M	
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000						10,00%	-447 022
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000						12,00%	-391 171
ЗАМЕЧАНИЯ							15,00%	-326 519
							20,00%	-252 175
							25,00%	-202 962

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2016		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2017		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2018		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2019		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2020		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2021		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2022		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2023		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Итого		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Остаток		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Всего в будущем		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		0	0	0					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$M					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$M
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого	0	0	0	0	0	0	0	0
Остаток	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего в будущем	0	0	0	0	0	0	0	0

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$M			Дисконтированный по 10,00%
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	17 079	0	0	0	17 079	-17 079	-17 079	-16 661
2010	43 686	0	0	0	43 686	-43 686	-60 765	-39 561
2011	54 680	0	0	0	54 680	-54 680	-115 445	-44 824
2012	55 452	0	0	0	55 452	-55 452	-170 897	-41 148
2013	58 925	0	0	0	58 925	-58 925	-229 822	-39 580
2014	59 022	0	0	0	59 022	-59 022	-288 844	-35 887
2015	60 026	0	0	0	60 026	-60 026	-348 870	-33 039
2016	56 087	0	0	0	56 087	-56 087	-404 957	-27 944
2017	56 683	0	0	0	56 683	-56 683	-461 640	-25 565
2018	54 056	0	0	0	54 056	-54 056	-515 696	-22 068
2019	49 513	0	0	0	49 513	-49 513	-565 209	-18 298
2020	49 097	0	0	0	49 097	-49 097	-614 306	-16 425
2021	48 899	0	0	0	48 899	-48 899	-663 205	-14 807
2022	42 028	0	0	0	42 028	-42 028	-705 233	-11 521
2023	41 287	0	0	0	41 287	-41 287	-746 520	-10 245
Итого	746 520	0	0	0	746 520	-746 520		-397 573
Остаток	248 327	0	76 147	0	324 474	-324 474	-1 070 994	-49 449
Всего в будущем	994 847	0	76 147	0	1 070 994	-1 070 994		-447 022

ЗНАЙМУНАЙ LP
РАСЧЕТНЫЕ ЗАПАСЫ И ДОХОДЫ
ПО УСЛОВИЯМ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ДОБЫЧИ
МЕЖДУ РЕСПУБЛИКОЙ КАЗАХСТАН И ТОО «ЖАЙМУНАЙ»
НА 1 ИЮЛЯ 2009 ГОДА

Таблица 139

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗКО, КАЗАХСТАН
ЖАЙМУНАЙ – ОПЕРАТОР
ОБЪЕКТЫ

ОЦЕНКА ПОСТОЯННЫХ ЗАТРАТ

	ПРОЦЕНТ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ			ЦЕНЫ НА ПРОДУКЦИЮ			ДИСКОНТИРОВАННАЯ БУДУЩАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, \$М	
	Процент затрат	Нефть/конденсат	Продукция установок	Газ	Нефть/конд. \$/барр.	Продукция установок \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут	СОСТАВНАЯ МЕСЯЧНАЯ
ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЕ	1,000000							10,00%
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ	1,000000							12,00%
ЗАМЕЧАНИЯ	ВЕРОЯТНЫЕ							15,00%
								20,00%
								25,00%
								-389 796
								-376 801
								-359 127
								-333 459
								-311 416

Период	Кол-во скв.	РАСЧЕТНАЯ ДОБЫЧА 8/8 ТЫС.			ЧИСТЫЙ ОБЪЕМ ПРОДАЖ			СРЕДНИЕ ЦЕНЫ	
		Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, барр.	Продукция установок, барр.	Товарный газ, млн куб.фут	Нефть/конденсат, \$/барр.	Газ \$/млн куб.фут
2009		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2010		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2011		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2012		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2013		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2014		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2015		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2016		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2017		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2018		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2019		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2020		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2021		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2022		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
2023		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Итого		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Остаток		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Всего в будущем		0	0	0	0	0	0	0,00	0,00
Совокупный		0	0	0					
Окончательный		0	0	0					

Период	БУДУЩИЙ ВАЛОВОЙ ДОХОД КОМПАНИИ (БВД), \$М					РОЯЛТИ		БВД ПОСЛЕ НАЛОГОВ НА ДОБЫЧУ, \$М
	От нефти	от продукции установок	от газа	прочее	Итого	Нефть/конденсат, млн.\$	Газ/прод. уст., \$	
2009	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого	0	0	0	0	0	0	0	0
Остаток	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего в будущем	0	0	0	0	0	0	0	0

Период	ВЫЧЕТЫ, МЛН.\$				БУДУЩИЙ ЧИСТЫЙ ДОХОД ДО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА, \$М			Дисконтированный по 10,00%
	Операционные затраты	Прочие налоги	Затраты на разработку	Транспортировка	Итого	Не дисконтированный Годовой	Совокупный	
2009	0	0	96 969	0	96 969	-96 969	-96 969	-96 567
2010	0	0	127 007	0	127 007	-127 007	-223 976	-114 492
2011	0	0	115 096	0	115 096	-115 096	-339 072	-93 921
2012	0	0	81 165	0	81 165	-81 165	-420 237	-59 954
2013	0	0	11 678	0	11 678	-11 678	-431 915	-7 809
2014	0	0	7 147	0	7 147	-7 147	-439 062	-4 325
2015	0	0	4 938	0	4 938	-4 938	-444 000	-2 706
2016	0	0	2 905	0	2 905	-2 905	-446 905	-1 441
2017	0	0	4 590	0	4 590	-4 590	-451 495	-2 060
2018	0	0	3 138	0	3 138	-3 138	-454 633	-1 275
2019	0	0	1 859	0	1 859	-1 859	-456 492	-684
2020	0	0	2 091	0	2 091	-2 091	-458 583	-697
2021	0	0	1 743	0	1 743	-1 743	-460 326	-525
2022	0	0	1 743	0	1 743	-1 743	-462 069	-476
2023	0	0	1 743	0	1 743	-1 743	-463 812	-430
Итого	0	0	463 812	0	463 812	-463 812		-387 362
Остаток	0	0	15 687	0	15 687	-15 687	-479 499	-2 434
Всего в будущем	0	0	479 499	0	479 499	-479 499		-389 796