ВАЖНОЕ УВЕДОМЛЕНИЕ: НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ ЯВЛЯЕТСЯ ВАЖНЫМ И ТРЕБУЕТ ВАШЕГО НЕМЕДЛЕННОГО ВНИМАНИЯ.

ВАЖНО: Вы должны прочитать следующую информацию, прежде чем продолжите знакомиться с данным документом. Следующие положения применяются к тексту прилагаемого Проспекта, и вам, соответственно, следует внимательно прочитать данную оговорку, прежде чем вы приступите к ознакомлению с Проспектом, его оценке или какому-либо иному его использованию. При оценке информации, приведенной в Проспекте, вы соглашаетесь быть связанным следующими условиями и положениями (включая любые изменения к ним) в любой момент времени, когда вы получите какую-либо информацию от нас в связи с таким доступом. Вы признаете, что настоящее электронное сообщение и прилагаемый Проспект адресованы исключительно вам, и вы соглашаетесь не направлять настоящее электронное сообщение или прилагаемый Проспект какому-либо иному лицу. Любое направление, распространение или воспроизведение настоящего документа, будь то полностью или частично, запрещены. Несоблюдение следующих указаний может привести к нарушению применимого законодательства других юрисдикций.

Проспект был подготовлен исключительно в связи с листингом обыкновенных акций Nostrum Oil & Gas plc («Обыкновенные акции»), как то описано в настоящем документе. Проспект был опубликован в соответствии с Директивой о проспектах.

НИЧТО В НАСТОЯЩЕМ ЭЛЕКТРОННОМ СООБЩЕНИИ НЕ ЯВЛЯЕТСЯ ПРЕДЛОЖЕНИЕМ ЦЕННЫХ БУМАГ К ПРОДАЖЕ.

Подтверждение вашего заверения: Принимая настоящее электронное письмо и получая доступ к Проспекту, вы считаетесь предоставившими Компании заверение в том, что вы согласились с передачей такого Проспекта в электронном виде.

Проспект направляется вам в электронной форме. Документы, передаваемые таким способом, могут быть изменены в процессе электронной передачи, и, соответственно, ни Nostrum Oil & Gas plc, ни Nostrum Oil & Gas LP, ни Deutsche Bank AG, лондонское отделение, ни их соответствующие аффилированные компании не принимают на себя никакой ответственности или обязательств в связи с какими-либо различиями между Проспектом, предоставленным вам в электронной форме, и его печатной версией, которая может быть получена вами при направлении им соответствующего запроса.

Ценные бумаги, упомянутые в настоящем Проспекте, не были зарегистрированы и не будут регистрироваться по Закону США «О ценных бумагах» 1933 г. (с изменениями и дополнениями) («Закон о ценных бумагах») или законодательству любого штата США о ценных бумагах. Ни Комиссия США по ценным бумагам, ни какая-либо комиссия по ценным бумагам любого штата США не одобряла Обыкновенные акции и не выносила решения относительно того, что настоящий документ является точным или полным. Любое заверение в обратном является уголовным преступлением в США. Обыкновенные акции не могут предлагаться или продаваться на территории США, кроме как на основании изъятия из требований Закона о ценных бумагах или в рамках сделки, которая не подпадает под требования о регистрации, предусмотренные Законом о ценных бумагах, или требования о регистрации или исключения из требований о подаче документов по любым законам любого штата США о ценных бумагах.

Некоторые розничные инвесторы в США, включая розничных инвесторов в Миннесоте, Неваде, Нью-Гэмпшире, Оклахоме, Род-Айленде и Юте, могут не быть в состоянии получить ценные бумаги и получат иную компенсацию в результате сделки, указанной в настоящем документе.

Nostrum Oil & Gas plc учреждена в соответствии с законодательством Англии и Уэльса, а Nostrum Oil & Gas LP является коммандитным товариществом, зарегистрированным в соответствии с законодательством острова Мэн. Некоторые или все должностные лица и директора Nostrum Oil & Gas plc и Nostrum Oil & Gas LP являются резидентами иных стран, кроме США. Кроме того, большинство активов Nostrum Oil & Gas plc и Nostrum Oil & Gas LP расположены за пределами территории США. В результате, американские акционеры могут столкнуться с трудностями при попытке принудительного осуществления их прав и любого требования, которое они могут иметь и которые возникают по федеральному законодательству США о ценных бумагах, поскольку Nostrum Oil & Gas plc находится в другом государстве, и некоторые или все ее должностные лица или директора могут быть резидентами других стран. Американские акционеры могут быть не в состоянии преследовать в судебном порядке иностранную компанию или ее должностных лиц или директоров в иностранном суде за нарушения законодательства США о ценных бумагах. Принудить иностранную компанию и ее аффилированные компании исполнить решение суда США может быть затруднительным.

Прилагаемый документ представляет собой проспект в отношении Nostrum Oil & Gas plc, который был подготовлен в соответствии с Правилами составления проспектов Управления Великобритании по контролю за деятельностью финансовых организаций («УКФО»), принятыми в соответствии со статьей 73A Закона «О финансовых услугах и рынках» 2000 г. (с изменениями и дополнениями) («ЗФУР»), был подан в УКФО и опубликован в соответствии с требованиями Правил составления проспектов.

В УКФО была подана заявка на включение всех Обыкновенных акций в премиальный сегмент Официального котировального списка УКФО («**Официальный котировальный список**»), а также была подана заявка на биржу London Stock Exchange plc («**Лондонская фондовая биржа**») на допуск таких Обыкновенных акций к торгам на Основном рынке Лондонской фондовой биржи для ценных бумаг, прошедших процедуру листинга (совместно – «**Допуск**»). Допуск представляет собой допуск к торгам на регулируемом рынке. Ожидается, что Допуск станет действительным, и безусловные торги Обыкновенными акциями на Лондонской фондовой бирже начнутся в 8 ч. 00 мин. утра (по лондонскому времени) 20 июня 2014 г.

Вы самостоятельно несет ответственность за защиту от «вирусов» и прочих вредоносных программ. Вы используете настоящее электронное письмо на свой риск и самостоятельно отвечаете за принятия всех предупреждающих мер, направленных на обеспечение того, чтобы такое электронное письмо не содержало «вирусов» и иных программ вредоносного характера.

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ ЯВЛЯЕТСЯ ВАЖНЫМ И ТРЕБУЕТ ВАШЕГО НЕМЕДЛЕННОГО ВНИМАНИЯ. Если вы сомневаетесь относительно того, что вы должны сделать, вам рекомендуется немедленно обратиться за получением финансовой консультации к вашему брокеру, банковскому менеджеру, юристу, бухгалтеру или иному независимому финансовому консультанту, уполномоченному по Закону «О финансовых услугах и рынках» 2000 г. (с изменениями и дополнениями) («ЗФУР»), если вы являетесь резидентом Соединенного королевства, или, если вы таковым не являетесь, к другому надлежащему уполномоченному независимому финансовому консультанту.

Настоящий документ представляет собой проспект для целей статьи 3 Директоры Европейского союза («ЕС») № 2003/71/ЕС (с учетом изменений, внесенных в нее на основании Директивы ЕС № 2010/73/EU) («Директива о проспектах») («Проспект») в отношении Nostrum Oil & Gas plc («Компания») и был подготовлен в соответствии с Правилами составления проспектов Управления по контролю за деятельностью финансовых организаций («УКФО»), принятыми в соответствии со статьей 73А ЗФУР. Копия настоящего Проспекта была подана в УКФО и была опубликована в соответствии с требованиями статьи 3.2 Правил составления проспектов.

Если вы продали или иным образом передали все свои глобальные депозитарные расписки Nostrum Oil & Gas LP («**ГДР**»), просим направить настоящий документ, вместе с сопровождающими документами, одновременно соответствующему покупателю или получателю ГДР (или банку, брокеру или иному агенту, через которого была совершена такая продажа или передача, для последующей передачи его такому покупателю или получателю). Однако такие документы не должны направляться или передаваться в или на территорию любой юрисдикции, в которой такие действия будут представлять собой направление соответствующих законов или нормативных актов такой юрисдикции. Если вы продали или передали только часть принадлежащих вам ГДР, вы должны оставить у себя такие документы и проконсультироваться с соответствующим банком, брокером или иным агентом, через которого была совершена такая продажа или передача.

Описание некоторых факторов риска и других факторов, которые должны быть приняты во внимание в связи с инвестированием средств в Обыкновенные акции, приводится в Части 2 «*Факторы риска*».

(*учреждена в соответствии с Законом о компаниях 2006 г. и зарегистрирована в Англии и Уэльсе под регистрационным номером 8717287*)

Предполагаемый выпуск не более 188 182 958 обыкновенных акций Компании («Обыкновенные акции») и заявление о включении не более 188 182 958 Обыкновенных акций в премиальный сегмент Официального котировального списка и об их допуске к торгам на Основном рынке Лондонской фондовой биржи для ценных бумаг, прошедших процедуру листинга

Единоличный Спонсор и Финансовый консультант

Deutsche Bank

Финансовый консультант в отношении Допуска и Схемы

VTB Capital

В УКФО была подана заявка на включение всех Обыкновенных акций в премиальный сегмент Официального котировального списка УКФО («**Официальный котировальный список**»), а также была подана заявка на биржу London Stock Exchange plc («**Лондонская фондовая биржа**») на допуск таких Обыкновенных акций к торгам на Основном рынке Лондонской фондовой биржи для ценных бумаг, прошедших процедуру листинга (совместно – «**Допуск**»). Допуск представляет собой допуск к торгам на регулируемом рынке. Ожидается, что Допуск станет действительным, и безусловные торги Обыкновенными акциями на Лондонской фондовой бирже начнутся в 8 ч. 00 мин. утра (по лондонскому времени) 20 июня 2014 г. Обыкновенные акции, выпущенные Компанией, будут во всех отношениях предоставлять одинаковые права и будут предоставлять право на получение всех дивидендов и выплат, которые объявлены, совершены или уплачены по Обыкновенным акциям или в отношении них после Допуска. Компания также намерена обратиться за допуском Обыкновенных акций к торгам на Казахстанской фондовой бирже («**KASE**») в связи с Допуском.

Компания и ее Директора (имена которых указаны на странице 50 настоящего Проспекта) принимают на себя ответственность за информацию, содержащуюся в настоящем Проспекте. Насколько известно Компании и Директорам (которые приняли все разумные меры для обеспечения того, чтобы это соответствовало действительности) и насколько они полагают, информация, содержащаяся в настоящем Проспекте соответствует

фактическим обстоятельствам, и отсутствуют какие-либо упущения, которые могли бы повлиять на смысл такой информации.

Настоящий Проспект не является предложением или приглашением направлять предложения о подписке на какие-либо Обыкновенные акции или о покупке Обыкновенных акций в адрес какого-либо лица в любой юрисдикции, в которой такое предложение или приглашение являются незаконными. Обыкновенные акции не были зарегистрированы и не будут регистрироваться по Закону США «О ценных бумагах» 1933 г. (с изменениями и дополнениями) («**Закон о ценных бумагах**») или по любому соответствующему закону о ценных бумагах любого штата или иной юрисдикции США. Ни Комиссия по ценным бумагам и биржам США, ни иная комиссия по ценным бумагам любого штата США не одобряла Обыкновенные акции или не выносила определения относительно того, является ли настоящий Проспект точным или полным. Любое заявление об обратном представляет собой уголовно наказуемое преступление в США. Обыкновенные акции будут предлагаться в США только согласно изъятию из требований Закона о ценных бумагах о регистрации. Обыкновенные акции не могут предлагаться или продаваться в США, кроме как на основании изъятия из требований Закона о ценных бумагах о регистрации или в рамках сделки, которая не подпадает под требования о регистрации, предусмотренные Законом о ценных бумагах, или требования о регистрации или исключения из требований о подаче документов по любым законам любого штата США о ценных бумагах.

Настоящий предлагаемый выпуск относится к ценным бумагам иностранной компании. Предлагаемый выпуск подчиняется требованиям иностранного государства о раскрытии информации, которые отличаются от требований США. Финансовая отчетность, включенная в настоящий документ (при наличии таковой), была подготовлена в соответствии с иностранными стандартами бухгалтерского учета, которые могут не быть сопоставимы с финансовой отчетностью компаний США.

Возможно, что реализация вами каких-либо прав и прав требования, которые вы можете иметь по федеральному законодательству о ценных бумагах, окажется затруднительным, поскольку Компания расположена в иностранном государстве и при этом некоторые или все ее должностные лица и директора могут являться резидентами иностранного государства. Предъявление исков иностранной компании или ее должностным лицам или директорам в иностранном суде за нарушения законодательства о ценных бумагах США может оказаться невозможным. Принуждение иностранной компании и ее аффилированных лиц к выполнению требований решения суда США может оказаться затруднительным.

Deutsche Bank AG, лондонское отделение («**Deutsche Bank**» или «**Спонсор**») является компанией, уполномоченной Органом пруденциального надзора («**ОПН**»), его деятельность регулируется в Соединенном королевстве ОПН и УКФО, он действует исключительно в интересах Компании и никого иного в связи с Допуском и не будет считать какое-либо иное лицо (вне зависимости от того, является ли такое иное лицо получателем настоящего Проспекта) в качестве клиента в связи с Допуском. Помимо обязанностей и ответственности (при наличии таковых), возложенных на Спонсора по ЗФУР или нормативным актам, принятым в соответствии с ним, Спонсор не принимает на себя никаких обязанностей или ответственности за содержание настоящего Проспекта или какое-либо иное заявление, которое было сделано или якобы было сделано в связи с Компанией, ее Обыкновенными акциями или настоящим Проспектом. Соответственно, Спонсор снимает с себя все и любые обязательства и ответственность (которые возникают из деликта, по договору или на ином основании (кроме вышеуказанных случаев)), которые он в противном случае мог бы иметь в отношении настоящего Проспекта или любого такого заявления.

VTB Capital plc («**VTB Capital**») была назначена Компанией в качестве финансового консультанта в связи с Допуском и Схемой. VTB Capital является компанией, уполномоченной ОПН, и ее деятельность регулируется в Соединенном королевстве УКФО и ОПН. VTB Capital не была назначена в соответствии с требованиями Правил листинга, и назначение VTB Capital является отдельным от назначения Спонсора. Спонсор не полагался ни на какие работы, выполненные VTB Capital, в связи с исполнением им его обязанностей спонсора в связи с Допуском. Роль VTB Capital отличается от роли Спонсора в том смысле, что она предоставляет Компании общие консультации в сфере корпоративных финансов по вопросам, относящимся к Допуску и Схеме. VTB Capital не принимает на себя никаких обязанностей или ответственности за содержание настоящего Проспекта или какое-либо иное заявление, которое было сделано или якобы было сделано в связи с Компанией, ее Обыкновенными акциями или настоящим Проспектом. Соответственно, VTB Capital снимает с себя все и любые обязательства и ответственность (которые возникают из деликта, по договору или на ином основании), которые она в противном случае могла бы иметь в отношении настоящего Проспекта или любого такого заявления.

Дата: 20 мая 2014 г.

Получатели настоящего Проспекта имеют право использовать его исключительно для целей оценки возможности потенциальной подписки на Обыкновенные акции в связи с предполагаемой реорганизацией Nostrum Oil & Gas LP («**Товарищество**») и не имеют права воспроизводить или распространять настоящий Проспект, будь то полностью или частично, и не вправе раскрывать его содержание или использовать какую-либо содержащуюся в нем информацию для какой-либо иной цели, кроме как для оценки возможности инвестирования средств в Обыкновенные акции. Такие получатели настоящего Проспекта соглашаются с вышеуказанным, принимая настоящий Проспект.

Потенциальные инвесторы должны полагаться только на информацию, содержащуюся в настоящем Проспекте. Ни одно лицо не было уполномочено предоставлять какую-либо информацию или делать какие-либо заверения, кроме тех, которые содержатся в настоящем Проспекте, и, если такая информация была предоставлена или такие заверения были сделаны, они не должны восприниматься как одобренные Компанией, Директорами или Спонсором. Любая передача настоящего Проспекта ни при каких обстоятельствах не подразумевает отсутствие изменений в делах Компании или ее дочерних компаний после даты настоящего Проспекта или того, что информация, содержащаяся в настоящем Проспекте, является точной на любой момент времени после даты настоящего Проспекта. В частности, содержание вебсайта Группы (www.nostrumoilandgas.com) не является частью настоящего Проспекта, и потенциальные инвесторы не должны полагаться на содержание вебсайта Группы. Содержание настоящего Проспекта не должно рассматриваться как юридический, финансовый или налоговый совет. Каждый получатель настоящего Проспекта должен проконсультироваться со своим собственным юристом, независимым финансовым консультантом или налоговым консультантом для получения соответствующего юридического, финансового или налогового заключения.

Распространение настоящего Проспекта может быть запрещено законодательством ряда юрисдикций. Ни Компания, ни Спонсор не предпринимали и не будут предпринимать никаких действий для того, чтобы разрешить публичное предложение Обыкновенных акций или разрешить владение настоящим Проспектом (или любыми иными материалами предложения или рекламными материалами, которые относятся к Обыкновенным акциям) или его распространение (или распространение таких иных материалов) в Соединенном королевстве или любой иной юрисдикции, в которой может потребоваться совершение каких-либо действия для достижения такой цели. Соответственно, ни настоящий Проспект, ни какие-либо рекламные или любые иные материалы, относящиеся к нему, не могут распространяться или опубликовываться в какой-либо юрисдикции, кроме как в ситуации, когда это будет соответствовать любым применимым законам и нормативным актам. Лица, в чье распоряжение попадает настоящий Проспект, должны ознакомиться с любыми такими запретами и соблюдать их. Несоблюдение таких запретов может представлять собой нарушение законодательства любой такой юрисдикции о ценных бумагах.

Обыкновенные акции не были зарегистрированы и не будут регистрироваться (а также не приводились и не будут приводиться в соответствие с требованиями, которые должны быть выполнены для того, чтобы они могли распространяться) в соответствии с применимым законодательством Австралии, Канады или Японии о ценных бумагах. Обыкновенные акции не могут предлагаться к продаже или подписке, а также не могут продаваться или являться объектом подписки, будь то прямо или косвенно, в Австралии, Канаде или Японии или в адрес, для или в интересах какого-либо гражданина, резидента или подданного Австралии, Канады или Японии.

УВЕДОМЛЕНИЕ В АДРЕС ИНВЕСТОРОВ США

Ни Комиссия США по ценным бумагам («КЦБ»), ни какая-либо комиссия по ценным бумагам любого штата США, ни какой-либо иной регулирующий орган США не заявляли о своем одобрении или неодобрении Обыкновенных акций, не принимали никакого решения или одобрения по поводу Проспекта или по поводу достаточности настоящего Проспекта. Любые заявления об обратном являются уголовно наказуемым преступлением в США.

Некоторые розничные инвесторы в США, включая розничных инвесторов в Миннесоте, Неваде, Нью-Гэмпшире, Оклахоме, Род-Айленде и Юте, могут не быть в состоянии получить ценные бумаги и получат иную компенсацию взамен своих Общих долей участия.

ПРЕДЛАГАЕМЫЙ ВЫПУСК ОБЫКНОВЕННЫХ АКЦИЙ В ПОЛЬЗУ ЛИЦ США ЗАВИСИТ ОТ НАЛИЧИЯ ВОЗМОЖНОСТИ ВОСПОЛЬЗОВАТЬСЯ ИЗЪЯТИЕМ ОТ ТРЕБОВАНИЙ СООТВЕТСТВУЮЩЕГО ШТАТА О РЕГИСТРАЦИИ ЦЕННЫХ БУМАГ (ТАК НАЗЫВАЕМЫЕ - «ЗАКОНЫ ЧИСТОГО НЕБА»). ЕСЛИ КАКОЕ-ЛИБО ЛИЦО США НЕ СМОЖЕТ ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В ПРЕДЛАГАЕМОМ ВЫПУСКЕ ОБЫКНОВЕННЫХ АКЦИЙ, ТАКОЕ ЛИЦО БУДЕТ ПРОИНФОРМИРОВАНО О ТАКОМ РЕШЕНИИ И В ЕГО ОТНОШЕНИИ БУДЕТ ПРИМЕНЕН ДРУГОЙ СЦЕНАРИЙ, ОПИСАННЫЙ В РАЗДЕЛЕ «ИНФОРМАЦИЯ О СХЕМЕ» НАСТОЯЩЕГО ПРОСПЕКТА.

УВЕДОМЛЕНИЕ В АДРЕС РЕЗИДЕНТОВ НЬЮ-ГЕМПШИРА

НИ ТОТ ФАКТ, ЧТО БЫЛА ПОДАНА ЗАЯВКА НА РЕГИСТРАЦИЮ ИЛИ ЗАЯВЛЕНИЕ О ПРЕДОСТАВЛЕНИИ ЛИЦЕНЗИИ В СООТВЕТСТВИИ С ГЛАВОЙ 421-B ИЗМЕНЕННОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА ШТАТА НЬЮ-ГЕМПШИР («RSA 421-B») В ШТАТЕ НЬЮ-ГЕМПШИР, НИ ТОТ ФАКТ, ЧТО ЦЕННАЯ БУМАГА ЗАРЕГИСТРИРОВАНА И ЭТА РЕГИСТРАЦИЯ ВСТУПИЛА В СИЛУ ИЛИ ЧТО ЛИЦО ИМЕЕТ ЛИЦЕНЗИЮ НА ОСУЩЕСТВЛЕНИЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ШТАТЕ НЬЮ-ГЕМПШИР, НЕ МОЖЕТ БЫТЬ ИСТОЛКОВАН КАК РЕШЕНИЕ СЕКРЕТАРЯ ШТАТА ШТАТА НЬЮ-ГЕМПШИР О ТОМ, ЧТО ЛЮБОЙ ДОКУМЕНТ, ПРЕДОСТАВЛЕННЫЙ В СООТВЕТСТВИИ С RSA 421-B, ЯВЛЯЕТСЯ ПОДЛИННЫМ, ПОЛНЫМ И НЕ ВВОДЯЩИМ В ЗАБЛУЖДЕНИЕ. НИ ЛЮБОЙ ТАКОЙ ФАКТ, НИ ТОТ ФАКТ, ЧТО МОЖЕТ БЫТЬ ИСПОЛЬЗОВАНО КАКОЕ-ЛИБО ИСКЛЮЧЕНИЕ ИЛИ ИЗЪЯТИЕ В ОТНОШЕНИИ ЦЕННОЙ БУМАГИ ИЛИ СДЕЛКИ, НЕ ОЗНАЧАЕТ, ЧТО СЕКРЕТАРЬ ШТАТА ШТАТА НЬЮ-ГЕМПШИР ПРИНЯЛ КАКОЕ-ЛИБО РЕШЕНИЕ ИЛИ ВЫДАЛ РЕКОМЕНДАЦИЮ ИЛИ ОДОБРЕНИЕ ПО ПОВОДУ ПРЕИМУЩЕСТВ ИЛИ ОГРАНИЧЕНИЙ В ОТНОШЕНИИ КАКОГО-ЛИБО ЛИЦА, ЦЕННОЙ БУМАГИ ИЛИ СДЕЛКИ. ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ ИЛИ ОСУЩЕСТВЛЕНИЕ ДЕЙСТВИЙ В ЦЕЛЯХ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ КАКОМУ-ЛИБО ПОТЕНЦИАЛЬНОМУ ПОКУПАТЕЛЮ, ЗАКАЗЧИКУ ИЛИ КЛИЕНТУ КАКОГО-ЛИБО ЗАВЕРЕНИЯ, НЕ СООТВЕТСТВУЮЩЕГО ПОЛОЖЕНИЯМ НАСТОЯЩЕГО ПУНКТА, ЯВЛЯЕТСЯ НЕЗАКОННЫМ.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ЧАСТЬ 1 КРАТКИЙ ОБЗОР 1
ЧАСТЬ 2 ФАКТОРЫ РИСКА 12
ЧАСТЬ 3 ДИРЕКТОРА, СЕКРЕТАРЬ, ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫЙ И ГОЛОВНОЙ ОФИС И КОНСУЛЬТАНТЫ 50
ЧАСТЬ 4 ОЖИДАЕМЫЕ СРОКИ ОСНОВНЫХ СОБЫТИЙ 52
ЧАСТЬ 5 ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ИНФОРМАЦИИ 53
ЧАСТЬ 6 ИНФОРМАЦИЯ О СХЕМЕ 60
ЧАСТЬ 7 ИНФОРМАЦИЯ О ГРУППЕ 78
ЧАСТЬ 8 ОБЗОР ОТРАСЛИ И НОРМАТИВНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ 105
ЧАСТЬ 9 ДИРЕКТОРА, ВЫСШЕЕ РУКОВОДСТВО И КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ 130
ЧАСТЬ 10 ОСНОВНЫЕ АКЦИОНЕРЫ И СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ 139
ЧАСТЬ 11 ВЫБОРОЧНАЯ ФИНАНСОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ 148
ЧАСТЬ 12 ОБЗОР ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ФИНАНСОВЫХ ОПЕРАЦИЙ 149
ЧАСТЬ 13 КАПИТАЛИЗАЦИЯ И ЗАДОЛЖЕННОСТЬ 174
ЧАСТЬ 14 ФИНАНСОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ ЗА ПРОШЕДШИЕ ПЕРИОДЫ 176
ЧАСТЬ 15 ОТЧЕТ КОМПЕТЕНТНОГО ЛИЦА 231
ЧАСТЬ 16 НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ 316
ЧАСТЬ 17 ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ 334
ЧАСТЬ 18 ОПРЕДЕЛЕНИЙ И ГЛОССАРИЙ 367

ЧАСТЬ 1
КРАТКИЙ ОБЗОР

Краткий обзор представляет собой информацию по вопросам, которые должны быть раскрыты в соответствии с требованиями о раскрытии информации, известными как «элементы». Эти элементы пронумерованы в Разделах A-E (A.1-E.7).

Данный краткий обзор содержит все элементы, которые должны быть включены в краткий обзор информации для того типа ценных бумаг и эмитента, к которым относится настоящий проспект. Поскольку некоторые элементы не требуют их отражения в кратком обзоре, в последовательной нумерации элементов могут быть пробелы.

Даже если какой-либо элемент может требовать его включения в настоящий краткий обзор ввиду того типа ценных бумаг и эмитента, к которым относится настоящий проспект, возможно, что соответствующая информация не может быть предоставлена в отношении соответствующего элемента. В таком случае в данный краткий обзор включено короткое описание такого элемента с примечанием «не применимо».

Раздел A – Введение и предупреждение

A.1	Настоящий краткий обзор должен рассматриваться как введение к настоящему проспекту; любое решение об инвестировании средств в ценные бумаги должно приниматься после анализа настоящего проспекта в целом соответствующим инвестором; в случае предъявления в суд какого-либо требования в отношении информации, содержащейся в проспекте, инвестор-истец может быть обязан, в соответствии с национальным законодательством Государств-участников, понести расходы на перевод проспекта до начала судебных разбирательств; гражданско-правовая ответственность возлагается только на тех лиц, которые представили данный краткий обзор, включая любой его перевод, но только в том случае, если данный краткий обзор является вводящим в заблуждение, неточным или противоречивым при его анализе в сочетании с другими частями настоящего проспекта или не предоставляет, при его прочтении в сочетании с другими частями настоящего проспекта, ключевой информации в помощь инвесторам при принятии ими решения о том, осуществлять ли инвестиции в такие ценные бумаги.
A.2	Не применимо – настоящий проспект не был составлен в связи с какой-либо последующей перепродажей или размещение ценных бумаг финансовыми посредниками.

Раздел B - Эмитент

B.1	Фирменное и торговое наименование	Nostrum Oil & Gas plc («**Компания**», а совместно с ее дочерними компаниями – «**Группа**» или «**Nostrum**»)
B.2	Место регистрации и правовая форма, законодательство и страна учреждения	Компания является публичной компанией, учрежденной в соответствии с Законом о компаниях 2006 г. и зарегистрированной в Англии и Уэльсе под регистрационным номером 8717287.
B.3	Текущие операции, основные виды деятельности и рынки	Nostrum является независимым нефтегазовым предприятием, занимающимся разведкой и добычей нефтегазовых продуктов на северо-западе Казахстана. Компания, через свою дочернюю компанию со 100-% косвенным участием ТОО «Жаикмунай», является собственником и оператором четырех месторождений в Казахстане: Чинаревского месторождения, а также

		Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского разрабатываемых месторождений. Основным месторождением и Лицензионным участком Группы является Чинаревское месторождение, расположенное в северной части богатого нефтью Прикаспийского бассейна. Среднесуточная добычи Группы составила 46 178 бнэ/сут, 46 370 бнэ/ сут. и 36 940 бнэ/ сут. за годы, завершившиеся 31 декабря 2013 и 2012 годов, соответственно. Согласно Отчету Ryder Scott 2013 года, по состоянию на 31 августа 2013 года расчетный объем суммарных доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составил 483,3 млн. бнэ, из которых 193,2 млн. барр. составляла сырая нефть и конденсат, 72,4 млн. барр. составлял СУГ и 216,8 млн. бнэ составлял товарный газ.
B.4a	Существенные последние тенденции	Последние тенденции, затрагивающие Группу и нефтегазовую отрасль, включают в себя: • завершение строительства первой очереди установки подготовки газа, что привело к росту объемов производства до 46 178 бнэ/сут за год, завершившийся 31 декабря 2013 г.; • привлечение долгового финансирования на сумму 400 млн. долл. США и 560 млн. долл. США посредством выпуска в феврале 2014 г. и ноябре 2012 г., соответственно, облигаций со сроком погашения в 2019 году; • увеличившийся объем выручки и EBITDA в размере 895 млн. долл. США и 551 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2013 г., по сравнению с 737 млн. долл. США и 457 млн. долл. США за год, завершившийся 31 декабря 2012 г.; • планирование строительства второй очереди установки подготовки газа, что позволит удвоить объемы производства к концу 2016 года; • завершение приобретения прав недропользования в отношении Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений в северо-западном Казахстане в мае 2013 года; и • продолжающаяся волатильность цен на сырую нефть и газ, что связано с целым рядом факторов, включая состояние мировой экономики, геополитические события, а также технические новшества, влияющие на объемы потребления энергии и способы добычи.
B.5	Описание Группы	20 мая 2014 года Nostrum Oil & Gas LP объявило о своем намерении получить премиальный листинг для публичной компании с ограниченной ответственностью, недавно зарегистрированного в Англии и Уэльсе, далее называемой Компания, которая, как предлагается, будет новой холдинговой компанией Группы. Новая корпоративная структура Группы будет реализована в виде Схемы, в соответствии с которой Компания приобретет все (или практически все) активы и

		обязательства Группы у Nostrum Oil & Gas LP в обмен на выпуск Компанией Обычных акций держателям Общих долей участия (и, следовательно, держателям ГДР). После реализации Схемы и Допуска ТОО «Жаикмунай», держатель лицензии на Чинаревское месторождение, будет косвенно полностью принадлежать Компании.
B.6	Доли в капитале Компании и права голоса	Компании известно о следующих лицах, которые на дату настоящего Проспекта непосредственно или косвенно владели или, предположительно, на дату Допуска (если исходить из того, что не никаких изменений в структуре владельцев ГДР до Допуска не будет) будут владеть в момент Допуска подлежащими уведомлению долями участия, составляющими 3% или больший процент выпущенных Обыкновенных акций Компании, и, как предполагается, такое долевое участие будет существовать в момент Допуска: **На дату настоящего Проспекта** / **Допуск** **Наименование** — **Кол-во акций** — **% выпущенных Обыкновенных акций** — **Кол-во акций** — **% выпущенных Обыкновенных акций** Claremont Holdings C.V. ..... - - 51 190 476 27,2 KazStroyService Global B.V. ..... - - 50 000 000 26,6 Dehus Dolman Nominees Limited ..... - - 28 906 483 15,3 M&G Investment Management Limited ..... - - 17 640 800 9,4 J.P. Morgan Asset Management (Korea) Company, Ltd - - 8 013 400 4,3 Templeton Asset Management (Singapore) Limited ..... - - 7 000 000 3,7 Nostrum Oil & Gas LP ... 49999 50,0 - - Nostrum Oil & Gas Group Limited ..... 50001 50,0 - - Никто из Акционеров, данные о которых приведены выше, не имеет прав голоса, которые отличаются каким-либо образом от таких же прав других акционеров Компании. Насколько известно Компании, за исключением долей, указанных выше, ни одно лицо не владеет 3% или большим процентом выпущенного акционерного капитала Компании. Компании не известно о любом лице, которое либо в дату настоящего Проспекта, либо непосредственно после Допуска осуществит или может осуществить прямо или косвенно право контроля над Компанией.
B.7	Выборочная ключевая финансовая информация за	***Краткое обобщение проверенного аудиторами***

	прошедшие периоды	***консолидированного отчета о прибыли***

	Год, завершившийся 31 декабря		
	2013	**2012**	**2011**
	(тыс. долл. США)		
Выручка			
Выручка от продаж на экспорт	765 029	630 412	284 548
Выручка от продаж на внутреннем рынке	129 985	106 653	16 289
Итого	**895 014**	**737 065**	**300 837**
Себестоимость реализации	(286 222)	(238 224)	(70 805)
Валовая прибыль	**608 792**	**498 841**	**230 032**
Общие и административные расходы	(60 449)	(64 882)	(39 462)
Расходы на реализацию и транспортировку	(121 674)	(103 604)	(35 395)
Убыток по производным финансовым инструментам	-	–	–
Финансовые затраты	(43 615)	(46 785)	(1 660)
Положительная/(отрицательная) курсовая разница, нетто	(636)	776	(389)
Процентные доходы	764	698	336
Прочие расходы	(25 593)	(6 612)	(7 855)
Прочие доходы	4 426	3 940	3 365
Прибыль до налогообложения	362 015	**282 372**	**148 972**
Расходы по подоходному налогу	(142 496)	(120 363)	(67 348)
Прибыль за период	219 519	**162 009**	**81 624**
Итого совокупный доход за период	219 519	**162 009**	**81 624**

Краткое обобщение проверенного аудиторами консолидированного баланса

	По сост. на 31 декабря		
	2013	**2012**	**2011**
	(тыс. долл. США)		
Долгосрочные активы	1 425 977	1 251 595	1 126 897
Краткосрочные активы	334 798	351 067	179 283
Итого активы	1 760 775	**1 602 662**	**1 306 180**
Капитал товарищества и резервы	832 451	695 104	585 231
Долгосрочные обязательства	793 600	781 860	599 680
Краткосрочные обязательства	134 724	125 698	121 269
Итого капитал и обязательства	**1 760 775**	**1 602 662**	**1 306 180**

За исключением выпуска Группой новых облигаций номинальной стоимостью 400 млн. долл. США, 14 февраля 2014 года и погашения выпущенных облигаций,

		со сроком погашения в 2015 году номинальной стоимостью 92,5 млн. долл. США, 14 апреля 2014 года, по состоянию на дату настоящего Проспекта, с 31 декабря 2013 года никаких существенных изменений в финансовом состоянии и результатах деятельности Группы не было.
B.8	Выборочная ключевая прогнозная финансовая информация	Не применимо – Компания является вновь созданной компанией, которая не осуществляла никаких торговых операций с момента ее учреждения и, пока Схема не будет реализована, не будет владеть никакими активами и не будет иметь никаких обязательств. В результате реализации Схемы Компания станет новой материнской компанией Группы, и ее активами, обязательствами и доходами на консолидированной основе будут активы, обязательства и доходы Группы.
B.9	Прогнозы или оценки касательно прибыли	Не применимо – Проспект не включает прогнозы или оценки касательно прибыли.
B.10	Оговорки в заявлении аудитора	Не применимо – бухгалтерские отчеты по финансовой информации за прошедшие периоды не содержат оговорок.
B.11	Недостаточный оборотный капитал	Не применимо – по мнению Компании, Группа имеет достаточный оборотный капитал для удовлетворения ее текущих нужд, то есть, как минимум, на следующие 12 месяцев после даты настоящего Проспекта.

Раздел C – Ценные бумаги

C.1	Вид и вид ценных бумаг, допущенных к торгам, и идентификационный номер	Обыкновенные акции со следующими идентификационными номерами: ISIN: GB00BGP6Q951 SEDOL: BGP6Q95 Торговый символ на Лондонской фондовой бирже: NOG
C.2	Валюта ценных бумаг	Валютой Обыкновенных акций Компании является фунт стерлингов.
C.3	Количество и номинальная стоимость выпущенных акций	Совокупная номинальная стоимость выпущенных обыкновенных акций Компании сразу после реализации Схемы и по состоянию на момент Допуска составит (если исходить из того, что будет выпущено 188 182 958 Обыкновенных акций в связи со Схемой) 1 881 829,58 фунтов стерлингов, которая будет разделена на 188 182 958 обыкновенных акций стоимостью 0,01 фунт стерлингов каждая, причем все такие обыкновенные акции будут выпущены полностью оплаченными.
C.4	Права, предоставляемые ценными бумагами	С учетом положений устава Компании и соответствующих положений английского права, владелец полностью оплаченных Обыкновенных акций

		имеет среди прочего, право: • принимать участие в общих собраниях акционеров и голосовать на них; • получать прибыль в виде дивидендов; • при ликвидации Компании, получить пропорциональную часть имущества Компании после удовлетворения ее обязательств; • доступа к определенным документам Компании; • передавать Обыкновенные акции без каких-либо ограничений; • приобретать новые акции, выпускаемые Компанией, посредством осуществления преимущественного права покупки на пропорциональной основе; • передавать права голоса своему представителю на основании доверенности; • осуществлять некоторые другие права, если он владеет, самостоятельно или совместно с другими акционерами, акции в количестве сверх определенного значения; и • в некоторых определенных случаях требовать выкупа Компанией всех или части принадлежащих ему акций.
C.5	Ограничения на передачу	Владелец полностью оплаченных Обыкновенных акций имеет право передавать такие акции без каких-либо ограничений без согласия других акционеров и органов Компании при условии, однако, соблюдения ограничений, установленных в некоторых юрисдикциях соответствующими законами, которые применяются к передающему лицу или получателю, а также при условии соблюдения положений устава Компании.
C.6	Допуск к торгам	Будет подана заявка на допуск всех Обыкновенных акций к торгам на Основном рынке Лондонской фондовой биржи для ценных бумаг, прошедших процедуру листинга. Компания также обратиться за допуском Обыкновенных акций к торгам на Казахстанской фондовой бирже в связи с Допуском.
C.7	Дивидендная политика	Компания приняла дивидендную политику с намерением ежегодно осуществлять выплату не менее 20% консолидированной чистой прибыли Группы.

Раздел D - Риски

D.1	Ключевые риски, характерные для Компании и отрасли, в которой она работает	• Деятельность Группы ведется в пределах Чинаревского месторождения, и данное месторождение является единственным источником доходов Группы. Как результат, успех Группы во многом зависит от успеха ее деятельности на Чинаревском месторождении. Любое событие, которое негативно повлияет на возможность Группы проводить работы на Чинаревском месторождении,

		может оказать существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности. • Прогноз объемов добычи Группы в основном исходит из того, что ее установка подготовки газа и, в меньшей степени, ее установка подготовки нефти будут работать на полную или почти на полную мощность. Если эти установки не будут работать на полную или почти на полную мощность, Группа будет вынуждена сократить или приостановить свою производственную деятельность, что может оказать существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности. • Планируемые Группой проекты разработки подвержены рискам, связанным с отменой, задержкой, незавершением и превышением затрат, что может привести к снижению или прекращению добычи Группой углеводородов и оказать существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности. • Часть добычи нефти и газа, которая должна быть отдана государству, а также платежи Группы по роялти, могут возрасти. По мере увеличения объемов годовой добычи растет доля, передаваемая Государству; кроме того, по мере увеличения уровня добычи нефти и газа Группы ставка выплачиваемого государству роялти также увеличивается. Значительное увеличение доли нефти и газа, которую Группа должна делить с государством, и повышение выплат роялти могут оказать существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности. • Группа зависит от ключевых членов своего руководства и от своей способности удерживать и нанимать новых квалифицированных сотрудников и консультантов. 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 хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности. • Группа полагается на системы транспортировки, принадлежащие третьим сторонам и управляемые ими, в доступе к которым может быть отказано. Группа может не получить доступ к этим или

		альтернативным системам транспортировки. Любое сокращение имеющейся железнодорожной инфраструктуры или прекращение ее существования, независимо от того, является ли это результатом серьезных сбоев, вопросов безопасности, политических изменений или прочих действий непреодолимой силы, могут иметь существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Группы. • На Группу может негативно повлиять любое значительное или продолжительное падение цен на сырую нефть и газ. Любое снижение цен на нефть и газ 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 хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности. • Запасы Группы, их качество и объемы добычи могут оказаться ниже расчетных или предполагаемых, и Группа, соответственно, возможно, не сможет производить продукты в таких предполагаемых объемах или такого качества, как это предполагается, что может оказать существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности. • Группа, возможно, не сможет выполнять свои обязательства по СРП и Лицензии, что может привести к приостановке, отзыву и расторжению Лицензии, СРП или иных существенных разрешений или договоров, что может иметь существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Группы. • Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства Казахстана. Любая экспроприация или национализация Правительством Казахстана любых активов Группы, любые неблагоприятные изменения в налоговом режиме в отношении СРП или применение Правительством Казахстана Нового Закона о недрах в отношении Чинаревского месторождения могут иметь существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Группы.

D.3	Ключевые риски, характерные для ценных бумаг.	• Волатильность цен и ликвидность акций могут влиять на результаты инвестиционной деятельности Группы, в том числе на торговую цену Обыкновенных акций. • Будущие продажи или реальная или презюмированная возможность продаж существенного количества Обыкновенных акций на публичном рынке может оказывать неблагоприятное влияние на превалирующую цену Обыкновенных акций на торгах. Последующие выпуски акций могут также влиять на размытие долей акционеров, и дополнительные выпуски также могут привести к «размыванию» долей акционеров.

Раздел E - Предложение

E.1	Чистые вырученные средства и предполагаемые расходы	Предложение не является предложение новых Обыкновенных акций в обмен на уплату денежных средств, и, соответственно, Компания не получит чистых вырученных средств в связи с настоящим Проспектом или Допуском. Общая сумма затрат и расходов, связанных со Схемой и Допуском (за вычетом любых сумм в отношении налога на добавленную стоимость), подлежащих уплате Компании, составляет, по оценкам, приблизительно 32 млн. долл. США.
E.2a	Причины реализации Схемы и вырученные средства	В результате реализации Схемы будет создана новая материнская компания Группы, зарегистрированная в Соединенном королевстве, которая будет являться налоговым резидентом в Нидерландах. Директора считают, что премиальный листинг Компании и планируемой включение ее в индекс FTSE со второй половины 2014 года помогут Компании расширить базу ее инвесторов и повысить ликвидность ее ценных бумаг. Также предполагается, что премиальный листинг повысит статус Группы и предоставит ей доступ к более широкому инвестиционному сообществу. Не применимо – в отношении элемента «использование вырученных средств»; Компания не привлекает никаких средств в связи с настоящим Проспектом или Допуском.
E.3	Условия Схемы	Схема осуществляется по следующему принципу: **За каждую Существующую ценную бумагу (вне зависимости от того, находится ли она во владении как Общая доля участия или ГДР) : 1 Обыкновенная акция** Согласно Схеме Компания приобретет все (или практически все) активы и пассивы Группы в качестве встречного предоставления за выпуск Обыкновенных акций Товариществу, которое распределит такие Обыкновенные акции среди держателей общих долей участия, представляющих дробные права и

		обязательства всех коммандитных партнеров («**Коммандитные партнеры**») Nostrum Oil & Gas LP («**Общие доли участия**») и, соответственно, держателям ГДР, после роспуска Nostrum Oil & Gas LP («**Товарищество**»). Для Схемы требуется одобрение Коммандитными партнерами на специальном Общем собрании Коммандитных партнеров («**Специальное общее собрание**»), чтобы (i) внести изменения в Договор о создании коммандитного товарищества, которые необходимы, чтобы сделать Схему возможной для осуществления, и (ii) проголосовать «за» Схему. Предварительными условиями Схемы являются, кроме прочего, следующее: (a) Схема одобрена держателями, представляющими не меньше 75% прав голоса держателей Общих долей участия, присутствующих лично и голосующих, будь то лично или через доверенного представителя, на Специальном общем собрании; (b) специальные решения об одобрении изменения Договора о создании коммандитного товарищества и ликвидации Товарищества приняты в надлежащем порядке на Специальном общем собрании большинством, но не меньше чем 75% прав голоса держателей Общих долей участия, присутствующих и голосующих, поданных лично или через доверенного представителя, на Специальном общем собрании; (c) Управление по контролю за деятельностью финансовых организаций («**УКФО**») подтвердило Компании или ее агенту (и такое подтверждение не отозвано), что заявка на допуск Обыкновенных акций в сегмент премиального листинга Официального котировального списка одобрена и вступит в силу, как только УКФО выдаст уведомление о статусе торгов, и Лондонская фондовая биржа подтвердила, что Обыкновенные акции будут допущены к торговле на Основном рынке (и такое подтверждение не отозвано); и (d) получены соответствующие отказы Правительства Казахстана от его преимущественного права и согласия Министерства нефти и газа (Компетентного органа) на приобретение долей участия в Nostrum Oil Cooperatief U.A. (новая промежуточная компания-держатель Группы) («**Кооп**») Компанией (такие согласия и/или отказы необходимы в отношении косвенного владения Кооп правами недропользования в Казахстане). Если Договор о создании коммандитного товарищества будет изменен должным образом и Схема будет одобрена необходимым большинством на Специальном

		общем собрании и будут выполнены другие предварительные условия Схемы, Схема предположительно вступит в силу в 18 ч. 00 мин. (по лондонскому времени) 18 июня 2014 г., и, как ожидается, сделки с Обыкновенными акциями начнутся в 8 ч. 00 мин. (по лондонскому времени) 20 июня 2014 г. Если Схема не вступит в силу не позднее 31 июля 2014 г. (или такую более позднюю дату, о которой Nostrum Oil & Gas Group Limited как Генеральный партнер Товарищества («**Генеральный партнер**») и Компания могут договориться), ее осуществление не состоится, при этом у Nostrum не будет новой материнской компании, Допуск не вступит в силу и держатели ГДР сохранят свой статус держателей листинговых ценных бумаг в Товариществе, а существующие ГДР останутся в листинге Официального котировального списка и сохранят допуск к торговле на Основном рынке.
E.4	Существенные и противоречащие друг другу интересы	Не применимо – никаких интересов, связанных с данным вопросом, не имеется, в том числе никаких противоречащих друг другу интересов, которые были бы существенными для Схемы и Допуска.
E.5	Продающие акционеры и соглашения о запрете на продажу ценных бумаг	Не применимо – лиц, предлагающих продать Обыкновенные акции, нет; соглашений о запрете на продажу ценных бумаг нет.
E.6	«Размывание» в результате реализации Схемы	Не применимо – количество выпущенных Обыкновенных акций Компании сразу после реализации Схемы будет тем же, что и количество выпущенных Общих долей участия Nostrum Oil & Gas LP по состоянию на Время Регистрации Схемы.
E.7	Предполагаемые расходы, перекладываемые эмитентом на инвесторов	Не применимо – никакие расходы не будут перекладываться на инвестора.

ЧАСТЬ 2
ФАКТОРЫ РИСКА

Любые инвестиции в Обыкновенные акции связаны с рядом рисков. Прежде чем инвестировать в Обыкновенные акции, потенциальные инвесторы должны внимательно изучить всю информацию, содержащуюся в настоящем Проспекте, в том числе, в частности, факторы риска, описанные ниже, которые приведены в порядке, не отражающем степени значимости того или иного риска, и список которых может не быть исчерпывающим. Дополнительные риски и неясности, относящиеся к Группе, которые в настоящий момент не известны Группе или которые она в настоящее время считает несущественными, также могут иметь существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, результаты деятельности, финансовое состояние и перспективы Группы. Если это произойдет, торговая цена Обыкновенных акций может упасть, и инвесторы могут потерять все свои инвестиции или их часть. Инвесторы должны внимательно оценить вопрос о том, подходят ли им инвестиции в Обыкновенные акции Компании в свете информации, содержащейся в настоящем Проспекте, а также их конкретных обстоятельств. Если инвесторы имеют какие-либо сомнения относительно того, какие действия они должны предпринять, им следует проконсультироваться с компетентным профессиональным консультантом, который специализируется на даче заключений по вопросам приобретения ценных бумаг, прошедших процедуру листинга.

Потенциальные покупатели должны иметь в виду, что риски, относящиеся к хозяйственной деятельности Группы, нефтегазовой отрасли, Казахстану, Допуску и Обыкновенным акциям, кратко описанные в разделе «Краткий обзор», являются рисками, которые Директора и Компания считаются наиболее важными для целей оценки потенциальным инвестором вопроса о том, следует ли рассматривать возможность инвестирования в Обыкновенные акции. Однако, поскольку риски, с которыми сталкивается Группа, относятся к событиям и зависят от обстоятельств, которые могут произойти или не произойти в будущем, потенциальным инвесторам следует рассматриваться не только информацию о ключевых рисках, кратко изложенных в разделе «Краткий обзор», но также и (среди прочего) риски и неясности, описанные ниже.

Факторы риска, относящиеся к хозяйственной деятельности Группы

Деятельность Группы ведется в пределах Чинаревского месторождения, и такое месторождение является единственным источником доходов Группы.

Nostrum проводит свои основные работы на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении («**Чинаревское месторождение**») в Северо-Западном Казахстане в соответствии с лицензией на недропользование («**Лицензия**») и соответствующим соглашением о разделе продукции («**СРП**»), которое истекает в 2031 году (в отношении северо-восточной турнейской залежи) и в 2033 году (в отношении остальной части Чинаревского месторождения). СРП предусматривает предоставление исключительных прав на Лицензионных участок (см. Часть 7 «*Информация о Группе—Лицензии и разрешения на недропользование—Лицензия и СРП*»). Деятельность Nostrum на Лицензионном участке (который включает многочисленные залежи) в настоящее время является единственным источником доходов Группы. Хотя Группа и завершила приобретение прав по контрактам на недропользование на три нефтегазовых месторождения вблизи Чинаревского месторождения, а именно на Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское месторождения, и начала получение данных по этим месторождениям в 2013 году (при этом процесс оценки запасов, как ожидается, будет завершен в 2015 году), разработка залежей на этих месторождениях пока не была начата (и Группа не будет знать, когда она начнется, пока не будет завершен процесс оценки). Как результат, успех Группы во многом зависит от успеха ее деятельности на Лицензионном участке. Любое событие (например, перебои в операционной деятельности или неблагоприятные действия со стороны государства), которое негативно повлияет на возможность Группы проводить работы на Чинаревском месторождении или которое

негативное влияет на объемы или качество добычи либо на уровни запасов или ресурсов, может оказать существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности, а также на торговую цену Обыкновенных акций (см. «*—Прогноз объемов добычи Группы в основном исходит из того, что ее установка подготовки газа и, в меньшей степени, ее установка подготовки нефти будут работать на полную или почти на полную мощность. Если эти установки не будут работать на полную или почти на полную мощность, Группа может быть не в состоянии достичь своих стратегических производственных задач*», «*—Группа полагается на системы транспортировки, принадлежащие третьим сторонам и управляемые ими, в доступе к которым может быть отказано. Группа может не получить доступ к этим или альтернативным системам транспортировки*», «*— Факторы риска, относящиеся к Казахстану—Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства Казахстана* « и «*—Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли — Группа может столкнуться с рисками и осложнениями при бурении, разведке и добыче и операционными рисками, которые могут негативным образом сказаться на плановых объемах, качестве и затратах на добычу и производство нефти и газа и продуктов их переработки*»).

Прогноз объемов добычи Группы в основном исходит из того, что ее установка подготовки газа и, в меньшей степени, ее установка подготовки нефти будут работать на полную или почти на полную мощность. Если эти установки не будут работать на полную или почти на полную мощность, Группа может быть не в состоянии достичь своих стратегических производственных задач.

Установка подготовки газа Группы является необходимой для подготовки газового конденсата для целей производства сухого газа, конденсата и СУГ для продажи Группой. До конца 2012 года установка подготовки газа эксплуатировалась не на полную проектную мощность. В октябре 2012 года Группа успешно провела регулируемую остановку установки подготовки газа для того, чтобы приблизить производительность установки к полной проектной мощности, что было достигнуто к концу 2012 года и с тех пор поддерживалось приблизительно на этом уровне. Группа провела вторую ежегодную остановку установки на девять дней в сентябре 2013 года. До настоящего дня эксплуатация установки подготовки газа ни разу не прекращалась ввиду производственных рисков или угроз. Однако не может быть никакой уверенности в том, что Группа будет в состоянии поддерживать установку подготовки газа на уровне ее проектной мощности или максимально приближенном уровне, или, в случае, если она сможет сделать это, что Группа сможет поддерживать этот уровень без дополнительных расходов. Кроме того, профиль будущей добычи углеводородов Группы зависит от установки подготовки газа, в том числе от работы второй очереди установки подготовки газа, которая еще не построена, на уровне полной проектной мощности или максимально приближенном к этому уровне. Если установка подготовки газа не будет эксплуатироваться на уровне проектной мощности или примерно на этом уровне, Группа вынуждена будет снизить или прекратить свою производственную деятельность, что будет иметь существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение и результаты производственной деятельности Группы, а также на цену сделок с Обыкновенным акциями.

Кроме того, если установка подготовки газа перестанет эксплуатироваться в результате производственных рисков или угроз, Группа должна будет полагаться на свои существующие разрешения на сжигание газа для того, чтобы сжигать попутный газ, который нельзя подготовить, или, если потребуется, подать заявление на получение дополнительных разрешений на сжигание газа от Министерства нефти и газа Республики Казахстан («**Компетентный орган**») для того, чтобы сжигать дополнительный попутный газ. При этом не может быть никаких гарантий того, что такие разрешения будут получены. Если имеющиеся у Группы разрешения на сжигание газа недостаточны и дополнительные разрешения не будут выданы, Группа может быть вынуждена снизить или прекратить свою

производственную деятельность, которая зависит от эксплуатируемой установки подготовки газа.

Любое существенное снижение или приостановка добычи Группой углеводородов на длительный период времени будет иметь существенное неблагоприятное влияние на доходы Группы, потоки денежных средств, финансовое положение, результаты производственной деятельности, хозяйственную деятельность и перспективы Группы, а также на цену сделок с Обыкновенным акциями. См. «*— Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли— Группа может столкнуться с рисками и осложнениями при бурении, разведке и добыче и операционными рисками, которые могут негативным образом сказаться на плановых объемах, качестве и затратах на добычу и производство нефти и газа и продуктов их переработки*».

Группа также полагается на свою установки подготовки для переработки до 400 000 тон в год сырой нефти, и если эта установка переработки нефти не будет эксплуатироваться на уровне проектной мощности или примерно на этом уровне, или если она перестанет эксплуатироваться ввиду производственных рисков или угроз, это также приведет к снижению уровня добычи углеводородов Группой и может иметь неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Группы.

Планируемые Группой проекты разработки подвержены рискам, связанным с отменой, задержкой, незавершением и превышением затрат, что может привести к снижению или прекращению добычи Группой углеводородов.

Важной составляющей стратегии роста Группы является строительство новых производственных установок. Группа осуществляет проектирование и планирование второй стадии установки подготовки газа, которая предполагает строительство третьего блока подготовки газа вблизи первых двух блоков установки подготовки газа. Третий блок установки подготовки газа, стоимость которого, согласно текущим оценкам Nostrum, составит не более 500 млн. долл. США (из которых 29,7 млн. долл. США уже были потрачены по состоянию на 31 декабря 2013 года) и строительство которого, согласно текущим оценкам Nostrum, будет финансироваться за счет денежных средств, получаемых от производственной деятельности, играет важную роль в реализации стратегии Группы по повышению уровня добычи жидких углеводородов. В настоящее время осуществляется реализация подробных планов проектирования и материально-технического обеспечения, и Группа находится в процессе заключения договоров с потенциальными поставщиками в отношении оборудования, строительства и сборки третьего блока подготовки газа. Окончательный технический проект третьего блока подготовки газа был составлен и все ключевые разрешения были получены к концу 2013 года. Земляные работы на площадке по подготовке строительства были завершены в начале 2014 года, и третий блок подготовки газа, как ожидается, будет введен в эксплуатацию в середине 2016 года. Сразу после введения третьего блока подготовки газа в эксплуатацию, Группа ожидает, что ее текущая производственная мощность и уровни добычи существенно возрастут.

Дополнительная производственная мощность и более высокие уровни добычи (включая, в частности, добычу жидких углеводородов) были предусмотрены в стратегии Группы на долгосрочный период. Любая существенная поломка или сбой в отношении установки подготовки газа, в том числе в случае, если затраты на введение в эксплуатацию второй стадии установки подготовки газа существенно превысят ожидавшиеся затраты (в том числе, в результате задержки строительства), может иметь существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение и результаты производственной деятельности Группы.

Этот проект подвержен рискам, связанным с отменой, задержкой и отсутствием завершения. Группа может испытывать технические трудности в ходе строительства, проведения испытаний и начала производственной деятельности, которые могут быть не устранены своевременно и с

наименьшими экономическими затратами, или могут вовсе не быть устранены. Например, в октябре 2012 года Группа провела регулируемую остановку первой очереди установки подготовки газа, состоящей из двух блоков, на 12 дней для того, чтобы вывести производительность установки на полную проектную мощность или максимально приближенный к ней уровень, что привело к незапланированным расходам. Строительство третьего блока подготовки газа также будет зависеть от услуг, предоставляемых многочисленными подрядчиками, и продукции, поставляемой несколькими специализированными поставщиками. Сокращение или прекращение предоставления услуг подрядчиками, нанятыми для строительства третьего блока подготовки газа, или нехватка необходимого снабжения для завершения строительства, может привести к задержкам, и может существенно увеличить связанные с этим проектом издержки. Группа также может превысить затраты, связанные с завершением третьего блока переработки газа, для финансирования которых у нее может не хватить ресурсов. Строительство третьего блока подготовки газа может не быть завершено в запланированный срок, или вовсе может не быть завершено. Любые существенные задержки, относящиеся к строительству второй стадии установки подготовки газа, в том числе, если затраты на введение в эксплуатацию второй стадии установки подготовки газа существенно превышают ожидавшиеся затраты, могут иметь существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение и результаты производственной деятельности Группы.

Кроме того, Группа начала сейсморазведочные работы на Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях вблизи Чинаревского месторождения, и ожидает, что ее расходы по оценке данных месторождений составят примерно 85 млн. долл. США к концу 2015 года. См. «*—Если Группа не сможет осуществить успешную разработку Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений или стоимость такой разработки окажется выше ожидаемой, это может оказать неблагоприятное влияние на финансовые условия и результаты операционной деятельности Группы в будущем*».

Если Группа не завершит какой-либо из запланированных проектов разработки (в особенности, в отношении третьего блока подготовки газа) и/или работы по оценке, что приведет к снижению или приостановке добычи углеводородов Группой, или любые задержки или перерасходование средств в ходе реализации указанных проектов, может иметь существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение и результаты деятельности Группы.

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). По мере увеличения объемов годовой добычи растет доля, передаваемая Государству (см. Часть 7 «*Информация о Группе—Лицензии и разрешения на недропользование—Лицензия и СРП—Доля государства*»). Кроме того, по мере увеличения уровня добычи нефти и газа Группы ставка выплачиваемого государству роялти по СРП 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 хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности. Кроме того, фискальные условия, которые регулируют часть добываемых нефти и газа, которые подлежат передаче государству по условиям СРП, могут быть изменены (см. «*—Факторы риска, относящиеся к Казахстану—Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства Казахстана*»).

Группа продает свой сухой газ двум клиентам.

Группа в настоящее время продает свой сухой газ двум отечественным клиентам по трем контрактам, срок действия которых истекает 31 декабря 2014 г. Несмотря на то, что Директора ожидают, что указанные контракты будут продлеваться на ежегодной основе, нет никаких гарантий того, что Группа сможет подписать или продлить эти контракты на аналогичных условиях или продлить их вообще. В соответствии с одним из контрактов, Группа имеет право устанавливать количество поставляемого газа, но требование продажи минимального объема газа отсутствует. По двум другим контрактам покупателю газа любые изменения в годовых объемах продаж подлежат согласованию с покупателем. Цены на газ, которые были принципиально согласованы с такими покупателями, в настоящий момент приблизительно соответствуют внутренним ценам на газ в Российской Федерации, но могут отличаться от преобладающих рыночных цен в каждом отдельно месяце. В прошлом Группа имела возможность продавать весь добываемый ею газ на основании своих ранее заключенных контрактов на продажу газа, однако неисполнение платежных обязательств, сниженный спрос или расторжение контракта с одним или обоими ее клиентами или непродление таких контрактов в будущем по истечении их срока действия могут оказать неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, результаты деятельности и финансовое состояние Группы и ее способность реализовать ее ожидаемый маржинальный доход, так как она может оказаться неспособна немедленно заключить договорные соглашения с другими покупателями на подобных условиях или заключить их вообще.

Группа может быть вынуждена продавать свой газ по ценам, определяемым Правительством Казахстана, которое может существенно снизить цены по сравнению с ценами, которые Группа могла бы получить в противном случае

С 2012 года ТОО «Жаикмунай» включено в проект подготовленного Компетентным органом списка недропользователей, на которых, по мнению Компетентного органа, распространяется применение Закона Казахстана «О газе и газоснабжении» № 532 IV от 9 января 2012 года («**Закон о газе**»), вступивший в силу с 29 января 2012 года, в том, что касается преимущественного права Правительства Казахстана на покупку сырого газа (такое право вступило в силу 1 апреля 2012 года) по цене, указанной в соответствии с Постановлением Правительства Казахстана № 948 «Об утверждении Правил определения цены сырого и товарного газа, приобретаемого национальным оператором в рамках преимущественного права государства» («**Постановление № 948**»). Недропользователи, в отношении которых применяются Закон о газе и Постановление № 948, должны продавать свой газ внутри страны по ценам, определяемым Правительством Казахстана, которые рассчитываются по формуле, предусмотренной в Постановлении № 948 (в том числе исходя из стоимости добычи и транспортировки, объемов добычи, цен на сырой газ в Казахстане и экспортных цен на сырую нефть и газ).

Постановление № 948 (которое вступило в силу 29 августа 2012 года) было принято в исполнение Статьи 15 Закона о газе. Однако согласно Пункту 14 Статьи 15 Закона о газе положения Статьи 15 Закона о газе не применяются (помимо прочего) к сырому и/или товарному газу, добытому (произведенному) недропользователями согласно соглашению о разделе продукции, которое включает статью о стабильности налогового режима, если условия такого соглашения о разделе продукции включают преимущественное право Правительства Казахстана на покупку переданного сырого и/или товарного газа.

Согласно консультациям, полученным от казахстанских юридических консультантов, Директора уверены, что Статья 15 Закона о газе не должна применяться к ТОО «Жаикмунай», поскольку Статья 15 Закона о газе подразумевает применение преимущественного права, предусмотренного в СРП (за исключением преимущественного права, указанного в статье 15 Закона о газе).

Кроме того, даже если Статья 15 Закона о газе будет иным образом применяться к ТОО «Жаикмунай», в таком случае применение такого закона к ТОО «Жаикмунай» будет запрещено статьей о налоговой стабильности СРП, которая предусматривает то, что любые изменения в законодательстве Республики Казахстан, которые ухудшают положение ТОО «Жаикмунай», не применяются в отношении СРП. Если Закон о Газе или Положение № 948 оказывают негативное влияние на положение ТОО «Жаикмунай», они не применяются к ТОО «Жаикмунай» согласно положениям СРП, поскольку они вступили в силу после подписания СРП.

ТОО «Жаикмунай» настоятельно и неоднократно предоставляло свои возражения относительно его включения Компетентным органом в проект списка недропользователей, к которым, по его мнению, применяется Постановление № 948, однако до настоящего времени Компетентный орган еще не вычеркнул ТОО «Жаикмунай» из проекта списка. Несмотря на то, что Директора уверены, что Закон о газе и Положение № 948 не применяются к ТОО «Жаикмунай», существует риск того, что ТОО «Жаикмунай» будет включено в окончательную редакцию списка (несмотря на то, что в настоящее время не определена дата окончательной подготовки и публикации проекта списка), что список будет приложен к последующему постановлению и что ТОО «Жаикмунай» будет вынуждено продавать свой газ по ценам, определяемым Правительством Казахстана в соответствии с формулой, предусмотренной в Постановлении № 948, которые могут быть значительно ниже цен, которые Группа могла бы получить в противном случае. Если это произойдет, несмотря на то, что Группа уверена, что она все еще сможет реализовать свою стратегию, поскольку такие продажи газа будут составлять только незначительную часть от его общего оборота, это может иметь существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение и результаты операционной деятельности Группы.

Группа может быть не в состоянии при необходимости привлекать дополнительное внешнее финансирование в долгосрочной перспективе; это может негативно повлиять на возможность продолжения стратегии хозяйственной деятельности.

Группе может в долгосрочной перспективе требоваться дополнительный капитал или долговое финансирование для выполнения своих обязательств по инвестированию капиталу и удовлетворения потребности в ликвидности. Директора также могут время от времени прибегать к рефинансированию существующего внешнего долгового финансирования Группы или использованию дополнительных источников финансирования, если доступны более выгодные источники финансирования. Например, за 2013, 2012 и 2011 годы капитальные расходы Nostrum на приобретение недвижимости и основных средств составили приблизительно 201,4 млн. долл. США, 210,3 млн. долл. США и 104,7 млн. долл. США, соответственно, что отражает в основном затраты на бурение и затраты на инфраструктуру и освоение. Указанные затраты были профинансированы денежными средствами, полученными от операционной деятельности, и долговым финансированием. Директора уверены, что будущие капитальные расходы Группы будут в целом соответствовать текущим тенденциям. Текущая инвестиционная программа Группы не предусматривает требований в отношении дополнительных внешних инвестиций для финансирования ее основных запланированных капитальных затрат на строительство третьей установки для очистки газа. Однако в случае деятельности, вытекающей за рамки текущей инвестиционной программы, в случае необходимости изменения инвестиционной программы Группы или если Группа осуществит потенциальные приобретения, Группе может потребоваться привлечение дополнительного капитала или долгового финансирования, хотя это и не предвидится в настоящее время на последующие 12 месяцев.

Возможности Группы по организации внешнего 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;
- приоритетное право Правительства Казахстана в отношении любых будущих выпусков акционерного капитала, если в отношении такого права не заявлен отказ от прав (см. «— *Факторы риска, относящиеся к Казахстану—Правительство Казахстана имеет приоритетное право и Компетентный орган должен предоставлять согласие в отношении любой передачи прав на пользование недрами или прямых либо косвенных долей участия в компаниях, обладающих правами на пользование недрами, в Казахстане*»);
- результатов хозяйственной и финансовой деятельности Группы;
- изменений в законодательстве и регулировании;
- запретов на привлечение задолженности, предусмотренных в условиях задолженности Группы, включая Новые облигации 2019 г. и Облигации 2019 г. (см. пункт 12.3 Части 17 «*Дополнительная информация*»);
- 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. Несмотря на то, что Директора уверены, что они смогут привлечь внешнее финансирование в случае необходимости, неспособность Группы получить финансирование в будущем (при необходимости, в долгосрочной перспективе) может иметь существенное негативное влияние на ее способность реализовывать свою бизнес-стратегию или финансировать свои обязательства по капитальным расходам на тот момент, а также может иметь существенное негативное влияние на хозяйственную 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 хозяйственной деятельности, а также ограничить ее операционную гибкость.

По состоянию на 31 декабря 2013 года Группа имела непогашенную задолженность в размере 652,5 млн. долл. США в отношении Облигаций 2015 г. и Облигаций 2019 г. По состоянию на 30 апреля 2014 года после выпуска Новых облигаций 2019 г. и погашения Облигаций 2015 г. Группа имела непогашенную задолженность в размере 960 млн. долл. США. См. Часть 13 «*Капитализация и задолженность*». В результате, риски, обычно связанные с долговым финансированием, могут оказать влияние на хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты операционной деятельности. Например, существенная доля заемных средств у Группы может:

- 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;
- повлиять на способность Группы получать долговое финансирование в будущем, рефинансировать свои существующие долговые обязательства или привлекать новый акционерный капитал;

- повлиять на способность Группы выполнять свои текущие обязательства по выплате процентов по Новым облигациям 2019 г. и Облигациям 2019 г.;

- ограничить способность Группы осуществлять приобретения и реагировать на коммерческие возможности и изменения в коммерческой среде; и

- увеличить уязвимость Группы в случае неблагоприятных общеэкономических условий или условий конкретной отрасли.

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 Обыкновенных акций Компании, то денежная наличность Группы может оказаться недостаточной для того, чтобы погасить все долги, сроки погашения которых наступают.

Также, 9 мая 2014 года Группа одобрила распределение 0,35 долл. США за каждую Общую долю участия/ГДР в Товариществе (на общую сумму 65,9 млн. долл. США), выплата которого ожидается 6 июня 2014 года, а также Компания планирует производить выплаты прибыли в будущем на основании политики осуществления ежегодных выплат в размере не менее 20% от консолидированной чистой прибыли Группы. Обязательства Группы по существующей задолженности могут ограничивать ее способность производить выплаты прибыли в будущем См. «*—Факторы риска, относящиеся к Допуску и Обыкновенным акциям—Группа не может гарантировать инвесторам, что она будет производить выплаты дивидендов в будущем*».

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 может оказаться не в состоянии эффективно регулировать свой рост и расширение.

За относительно короткий промежуток времени наблюдался быстрый рост и развитие Группы; она ожидает продолжения расширения своего бизнеса путем дальнейших работ на второй очереди установки подготовки газа в будущем, дальнейшей оценки и разработки Чинаревского месторождения и первоначальной оценки запасов Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений. Управление ростом и проектами Группы потребует, среди прочего, строгого контроля финансовых систем и операций; продолжающегося развития управленческого и финансового контроля Группы; способности привлекать и удерживать достаточное количество квалифицированного управленческого, технического, бухгалтерского и другого персонала; постоянного обучения этого персонала, наличия соответствующего контроля и стабильного качества его услуг. Неспособность эффективно управлять ростом, развитием и этими крупными проектами может оказать существенное неблагоприятное воздействие на хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние, денежные потоки или результаты деятельности.

Если Группа не сможет осуществить успешную разработку Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений или стоимость такой разработки окажется выше ожидаемой, это может оказать неблагоприятное влияние на финансовые условия и результаты операционной деятельности Группы в будущем.

В 2013 году Группа приобрела права на пользование недрами Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений, которые расположены на расстоянии от 50 до 105 километров от существующей установки подготовки газа Группы, за общее встречное

предоставление в размере 17 миллионов долларов США. Группа намеревается завершить первоначальную оценку Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского разрабатываемых месторождений к концу 2015 года, с перспективой возможного преобразования прогнозных запасов в частично разведанные запасы и частично разведанных запасов в доказанные запасы и возможностью начала их добычи на таких месторождениях.

Результаты оценки разрабатываемых месторождений являются неоднозначными. Деятельность по оценке и разработке, включающая бурение шахт по месторождению, непредсказуема и может не привести к планируемому, целевому или прогнозируемому результату, поскольку характеристики всего месторождения могут быть выявлены в полном объеме только путем всестороннего тестирования. Оценочная деятельность также требует значительных капиталовложений, при этом успешный результат не может быть гарантирован. Группа в настоящее время намеревается потратить приблизительно 85 миллионов долларов США на оценку Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений, однако не может предоставить каких бы то ни было гарантий, что такие затраты приведут к открытию коммерчески обоснованных нефтепродуктов.

Группа может испытывать затруднения (включая затруднения геологического и/или операционного характера) при разработке Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений, или стоимость разработки таких месторождений может оказаться выше ожидаемой, что может оказать неблагоприятное влияние на ее хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности (См. «*— Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли—Группа может столкнуться с рисками и осложнениями при бурении, разведке и добыче и операционными рисками, которые могут негативным образом сказаться на плановых объемах, качестве и затратах на добычу и производство нефти и газа и продуктов их переработки»).*

Если Группа не сможет успешно осуществить или завершить приобретения, это может неблагоприятно повлиять на финансовые условия и результаты операционной деятельности Группы в будущем.

Несмотря на то, что Директора уверены, что Группа в настоящее время имеет достаточные процедуры, системы и механизмы контроля, в случае, если Группа приобретет другую компанию или ее активы в будущем, интегрирует ее операционную деятельность или работников, расходы, понесенные Группой до или после завершения, могут оказаться обременительными и/или более значительными, чем ожидалось, тем самым снижая стоимость любой такой приобретаемой компании или активов до уровня ниже уплаченной суммы. Для интеграции приобретаемой деятельности, скорее всего, потребуется значительное количество времени и усилий со стороны руководства Группы. Интеграция новых видов хозяйственной деятельности может быть сложной, поскольку операционная и бизнес-культура Группы может отличаться от культуры приобретаемых видов хозяйственной деятельности, может потребоваться непопулярное введение мер по снижению затрат, поддержание внутреннего управления может оказаться более сложным, а также, возможно, будет сложно установить контроль за потоками денежных средств и затратами. Если Группа столкнется с трудностями при интеграции будущих приобретений, это может оказать неблагоприятное влияние на ее хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группа может столкнуться с непредвиденным увеличением затрат.

Нефтегазовый бизнес является капиталоемкой отраслью. Для реализации своей бизнес-стратегии Группа вкладывала средства в строительство своих нефте- и газопроводов и будет продолжать вкладывать средства в буровые и разведочные работы и инфраструктуру, включая вторую очередь установки подготовки газа. На текущие и плановые расходы Группы по этим проектам оказывают влияние неожиданные проблемы, возникновение дополнительных затрат и задержек, и экономические результаты и фактические расходы на эти проекты могут значительно отличаться от теперешних расчетов Группы. Например, в октябре 2012 г. Группа

провела контролируемую остановку работы установки подготовки газа с целью вывода ее на полную проектную производительность или максимально приближенный к ней уровень, что привело к несению непредвиденных затрат. См. раздел *«Планируемые Группой проекты разработки подвержены рискам, связанным с отменой, задержкой, незавершением и превышением затрат, что может привести к снижению или прекращению добычи Группой углеводородов»*.

Группа полагается на поставщиков и подрядчиков, обеспечивающих поставку материалов и услуг при проведении разведки, оценки, разработки и добычи, и может понести дополнительные расходы, если потребуется непосредственное выполнение некоторых из этих работ. 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 осуществления и расширения хозяйственной деятельности Группы. Стоимость нефтепромысловых товаров и услуг значительно увеличилась на глобальном уровне за последние годы и в значительной степени связана с ценой на нефть; в будущем ее рост может продолжиться. Их дальнейший рост может оказать существенное негативное влияние на операционные прибыль 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 осуществление и расширение деятельности 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 и роялти в Казахстане. 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 хозяйственную 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 Чинаревского месторождения 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. 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, что может иметь существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельности, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Группы.

Некоторые крупные акционеры Компании могут оказаться в состоянии значительно влиять на Компанию и Группу.

После Допуска Claremont Holdings C.V. (голландское коммандитное товарищество, контролируемое Фрэнком Монстрей, исполнительным директором Компании) («Claremont») и его аффилированные компании, как ожидается, будут являться бенефициарными собственниками 27,2% Обыкновенных акций, тогда как KazStroyService Global B.V. (лицо, косвенно контролируемое Тимуром Кулибаевым, Арвиндом Тику, Лакши Миттал и Голдман Сакс) («**KSS Global**»), как ожидается, будет являться бенефициарным собственником 26,6% Обыкновенных акций. Акционеры, владеющие как минимум 25% Обыкновенных акций, могут эффективно контролировать определенные вопросы, требующие одобрения владельцев Обыкновенных акций (путем специальных решений), в том числе вопросы внесения изменений в устав Компании или одобрение выкупов акций. Компания Claremont и ее аффилированные лица и/или KSS Global, таким образом, могут по отдельности оказывать значительное влияние на всю хозяйственную деятельность и дела Группы и могут блокировать меры, ставящие интересы Группы или интересы владельцев Обыкновенных акций выше их собственных интересов. Кроме того, KSS Global принадлежит небольшому количеству акционеров.. Тимур Кулибаев, Арвинд Тику и Лакшми Миттал являются бизнес партнерами. Тимур Кулибаев и Арвинд Тику ведут другие совместные дела.

Концентрация собственности в Claremont и KSS Global 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.

19 мая 2014 г. Компания заключила соглашения о взаимоотношениях («**Соглашения о взаимоотношениях**»), одно с Claremont и одно с KSS Global, по которым Claremont и KSS Global по отдельности обязались разрешить Компании проводить свою деятельность независимо от Claremont и его аффилированных лиц или KSS Global (в зависимости от ситуации), и обеспечить, чтобы коммерческие сделки и взаимоотношения с Claremont и его аффилированных лиц или KSS Global (в зависимости от ситуации) осуществлялись на строго коммерческих началах. Условия Соглашений о взаимоотношениях также предоставляют Claremont и KSS Global право быть представленными в Совете директоров. Однако соответствующее Соглашение о взаимоотношениях прекратит свое действие, если Claremont (совместно с его аффилированными лицами) или KSS Global, в зависимости от ситуации, будет владеть менее 10% Обыкновенных акций.

Если какое-либо из Соглашений о взаимоотношениях перестанет действовать или если Компания не сможет добиваться принудительного осуществления своих прав по Соглашениям о взаимоотношениях, в таком случае Claremont (вместе с его аффилированными лицами) или KSS Global (в зависимости от ситуации) будет являться крупным акционером, не связанным никакими договорными обязательствами с Компанией, и может иметь возможность блокировать действия и тем самым потенциально поставит свои интересы выше интересов Группы, что может иметь существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние или результаты деятельности Группы.

Группе необходимы поставки значительных объемов воды с тем, чтобы вести свою хозяйственную деятельность, и неполучение воды в нужных объемах может неблагоприятно повлиять на хозяйственную 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 5 декабря 2008 года («**Разрешение на водопользование**»), которое, с определенными ограничениями на количество используемой воды, действительно до 31

декабря 2014 года. Разрешение на водопользование может быть отменено, если условия специального водопользования, определенные в Разрешении на водопользование, нарушаются, хотя к дате настоящего Проспекта примеров таких нарушений или отзывов не было. 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. См. также раздел «*—Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли—Группа обязана соблюдать природоохранное законодательство и не может гарантировать того, что она сможет выполнять эти требования в будущем*». 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. 10 января 2014 года Группа обратилась за получением дополнительного Разрешения на водопользование на период с 2015 по 2016 годы, и такое разрешение было выдано 17 февраля 2014 года. 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 добычи, что окажет существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности. Касательно дополнительной информации о Разрешениях на водопользование см. Часть 8 «*Обзор отрасли и нормативного регулирования—Нормативное регулирование в Казахстане—Нормативные требования в отношении прав недропользования в Казахстане—Разрешения на водопользование*».

Группа зависит от ключевых членов своего руководства 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 обширных контактов и отношений его руководителей и Фрэнка Монстрей, Председателя Совета директоров, и услуг г-на Кая-Уве Кесселя, Главного исполнительного директора Nostrum, по общему руководству деятельностью Группы.

Будущие результаты деятельности Группы в значительной степени зависят от продолжения работы ее ключевого старшего руководства, технических, финансовых, операционных и маркетинговых сотрудников. Управление хозяйственной деятельностью Группы в будущем потребует, среди прочего, жесткого контроля за финансовыми системами и операциями, дальнейшего развития ее систем контроля со стороны руководства, способности привлекать и удерживать достаточное количество квалифицированного управленческого и иного персонала, продолжения обучения такого персонала, наличия достаточного надзора и продолжения обеспечения качества их услуг. Ключевые специалисты, такие, как г-н Кессель, могут не оставаться в Группе. 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 хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Кроме того, личные связи и взаимоотношения ключевого руководства Nostrum, в частности, Фрэнка Монстрей, являются важными для ведения коммерческой деятельности Nostrum. Если Группа неожиданно потеряет какого-либо члена руководства высшего звена, это может неблагоприятно сказаться на ее хозяйственной деятельности, перспективах и результатах деятельности.

Группа может столкнуться с трудностями при найме и удержании квалифицированных сотрудников в Казахстане.

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 в местных исполнительных органах (*акиматах*). Правительство Казахстана устанавливает ежегодную квоту на количество иностранцев, которым могут быть предоставлены такие разрешения, и затем Министерство труда и социальной защиты населения Республики Казахстан распределяет такие квоты между областями, а также городами Астана и Алматы. 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 и административный штраф. Хотя 1,5% сотрудников Nostrum на 31 декабря 2013 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 и затраты на их получение для этих лиц могут оказать существенное негативное влияние на хозяйственную 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 более 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 также 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 хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группа полагается на системы транспортировки, принадлежащие третьим сторонам и управляемые ими, в доступе к которым может быть отказано. Группа может не получить доступ к этим или альтернативным системам транспортировки.

В настоящее время Группа не имеет возможности осуществлять независимую транспортировку своей добываемой сырой нефти на экспорт. Несмотря на то, что добываемая сырая нефть Группы в настоящее время транспортируется с Чинаревского месторождения на экспортные рынки по трубопроводу для транспортировки сырой нефти, принадлежащему Группе, до железнодорожного терминала отгрузки Группы вблизи г. Уральск, она по-прежнему полагается на транспортировку нефти и конденсата железнодорожным транспортом, осуществляемую третьими сторонами. Группа также полагается на услуги третьих лиц по транспортировке СУГ автотранспортом.

Наличие достаточного количества железнодорожных вагонов влияет на стоимость транспортировки сырой нефти и конденсата Группы. Отсутствие железнодорожных вагонов в наличии или увеличение стоимости аренды железнодорожных вагонов может оказывать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты операционной деятельности Группы, а также на цену Обыкновенных акций.

Целесообразность железнодорожного транспорта как способа транспортировки Группы в основном зависит от транспортной инфраструктуры России, поскольку железнодорожные вагоны должны использовать российскую железнодорожную систему. Российское правительство устанавливает железнодорожные тарифы и может в будущем увеличивать указанные тарифы, что оно и делало в прошлом, в основном на ежегодной основе. Россия провела приватизацию некоторых государственных железнодорожных предприятий. Если приватизация железных дорог в России или прочие факторы приведут к увеличению стоимости железнодорожных перевозок в России, это может оказать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты операционной деятельности Группы, а также на цену Обыкновенных акций.

Также Группа может столкнуться с различными рисками транспортировки в отношении своей нефти и газа, что может повлиять на способность Группы поставлять свою продукцию своевременно и экономически обоснованным способом. Если Группа испытает какие-либо проблемы со своим трубопроводом, который связывает Чинаревское месторождение с железнодорожным терминалом отгрузки в пос. Ростоши недалеко от г. Уральска, а также любые иные существенные сбои в работе транспортной системы (например, повреждение железнодорожного терминала отгрузки в пос. Ростоши), возможно потребуется сокращение добычи или дополнительные затраты на транспортировку и хранение в связи с необходимостью доступа к альтернативным транспортным договоренностям, включая использование грузовых автомобилей для транспортировки сырой нефти и конденсата до альтернативных железнодорожных терминалов отгрузки. В настоящее время Группа не имеет каких бы то ни было альтернативных средств доставки своего газа до потребителей, кроме как посредством 17-километрового газопровода, который связывает завод по очистке газа с газопроводом Оренбург – Новопсков. Если бы указанный трубопровод или его связь с газопроводом Оренбург – Новопсков оказались существенно повреждены, Группе пришлось бы прекратить эксплуатировать завод по очистке газа до устранения такого повреждения. Наступление любого из указанных событий может иметь существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты операционной деятельности Группы.

Любое сокращение имеющейся железнодорожной инфраструктуры или других средств транспортировки нефте- и газопродуктов Группы или прекращение ее существования, независимо от того, является ли это результатом серьезных сбоев, вопросов безопасности, политических изменений или прочих действий непреодолимой силы, могут иметь существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Группы, а также на цену Обыкновенных акций.

Существуют риски, присущие стратегии Группы в отношении приобретения новых активов в области геологоразведки и разработки.

Несмотря на то что в настоящее время не рассматривается каких бы то ни было существенных приобретений, стратегия Группы включает положение о том, что время от времени, в случае возникновения подходящих возможностей, она может рассмотреть приобретение дополнительных нефтегазовых активов. Хотя Группа проводит анализ активов, что, по ее мнению, соответствует общепринятой практике в отрасли, до их приобретения (например, она провела анализ в отношении Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений), такие проверки по своей природе носят незавершенный характер. В целом

невозможно провести глубокий анализ каждого отдельного актива в рамках каждого приобретения. В стандартной ситуации Группа прикладывает максимальные усилия для проведения комплексной проверки в отношении более дорогостоящих активов и объектов недвижимости, а впоследствии проводит комплексную проверку оставшихся активов на выборочной основе. Однако даже глубокий анализ всех активов и записей не обязательно раскроет существующие или потенциальные проблемы или позволит покупателю ознакомиться в достаточном объеме со всеми объектами недвижимости, чтобы полностью оценить их недостатки и возможности. Физически невозможно проверить каждую шахту, а также проблемы конструкции или окружающей среды, например: загрязнение подземных вод, могут быть не заметных, даже при проведении проверки.

От Группы может потребоваться принятие на себя обязательств до закрытия в отношении приобретения, включая обязательства экологического характера, а также она может приобрести доли участия в активах на условиях «без гарантии качества». Кроме того, конкуренция на приобретение перспективных нефтяных активов достаточно высока, что может увеличить стоимость любого потенциального приобретения. До настоящего времени геологоразведка и разработка Группы были сконцентрированы на северо-западе Казахстана, при этом недостаток присутствия Группы в других регионах может ограничить ее способность определять и совершать такие приобретения в других географических районах. Невозможно предоставить какие бы то ни было гарантии того, что какое-либо потенциальное приобретение Группой окажется успешным.

Группа полагается и будет продолжать полагаться на услуги, предоставляемые третьими лицами, в отношении строительства, разработки и обслуживания своей установки подготовки газа и разработки Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений.

Группа полагается и будет продолжать в значительной степени полагаться на услуги внешних подрядчиков по осуществлению строительства, разработки и обслуживания второй очереди установки подготовки газа Группы и разработки Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений. Группа полагается и, как ожидается, будет продолжать полагаться на услуги внешних подрядчиков, как находящихся в Казахстане, так и иностранных, по выполнению основных работ, в том числе: управление проектом, предпроектные изыскания, проектирование, снабжение, строительство, инженерные работы и запуск в эксплуатацию запланированной второй очереди установки подготовки газа (для чего компании Ferrostaal Industrieanlagen GmbH, Rheinmetall International Engineering и АО «НИПИнефтегаз» уже назначены в качестве внешних подрядчиков), а также бурение, техническое обслуживание и ремонт скважин и техническое обслуживание оборудования, а также техническое обслуживание и замена труб и обслуживание прочих основных зданий и конструкций. Некоторые услуги, необходимые для операционной деятельности и разработок Группы, в настоящее время предоставляются исключительно на коммерчески обоснованных условиях одним или ограниченным количеством поставщиков. Указанные операции и планы по расширению могут быть прерваны или на них может иным образом оказать негативное влияние отсутствие поставки или задержки в предоставлении услуг, которые отвечают требованиям по качеству Группы. Если Группа будет вынуждена заменить поставщика таких услуг, невозможно гарантировать, что это не повлечет дополнительных расходов со стороны Группы или сбоев в добыче или беспрерывных поставках ее клиентам. Также отсутствуют какие-либо гарантии того, что Группа сможет своевременно найти подходящие заменяющие услуги или вообще найти их. Конкуренция услуг высококвалифицированных сторонних подрядчиков возросла, и поставки стали крайне ограничены, при этом такая конкуренция может вырасти или усилиться. Как результат, Группа может столкнуться с нехваткой квалифицированных подрядчиков и с существенно возросшими расходами для сохранения услуг квалифицированных сторонних подрядчиков. Следовательно, Группа в большой степени зависит от успешного выполнения работ внешними подрядчиками и выполнения ими своих обязательств. Если внешний подрядчик не выполняет свои обязательства успешно, это может привести к задержкам или сокращению объема добычи, производства, переработки или

доставки нефти и газа и сопутствующих продуктов, что негативно повлиять на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты операционной деятельности Группы.

Суровые климатические условия могут неблагоприятно повлиять на продолжительность 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 на месте или дешево, и существует нехватка квалифицированных кадров по надлежащему обслуживанию и ремонту 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 хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

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

Продукты, которые экспортирует Группа, продаются по ценам, номинируемым в долларах США, и денежные платежи Группе осуществляются в долларах США. Приблизительно 40% - 45% расходов Группы за год, завершившийся 31 декабря 2013 г, были номинированы в тенге и не индексированы в долларах США и, поэтому, были подвержены колебаниям валютного обменного курса «доллар США/тенге». 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 негативно скажется на результатах ее деятельности.

Страховое покрытие Группы не покрывает все риски и 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 того, чтобы нефтяные и газовые компании имели страховое покрытие только в отношении определенных ограниченных видов рисков, например, страхование работников от несчастных случаев на рабочем месте, страхование риска причинения вреда окружающей среде и риска возникновения некоторых видов гражданско-правовой ответственности, например, гражданско-правовой ответственности владельцев объектов, деятельность 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 получать страхование из-за высокой стоимости страховой премии. Убытки от незастрахованных рисков могут заставить Группу нести на расходы, которые могут оказать существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

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 хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

На Компанию распространяется Закон о борьбе с взяточничеством 2010 года («Закон о борьбе с взяточничеством») и Закон США о коррупции за рубежом («ЗКЗР»), при этом несоблюдение законов и нормативно-правовых актов, принятых в связи с ними, может привести к штрафам, которые могут нанести ущерб репутации и иметь существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, результаты операционной деятельности, финансовое состояние и перспективы Группы.

На Компанию распространяется Закон о борьбе с взяточничеством и ЗКЗР, которые в целом запрещают компаниям и их посредникам производить ненадлежащие выплаты иностранным официальным лицам для цели получения или поддержания хозяйственной деятельности и/или прочих привилегий. Несмотря на то что Группа приняла политику и положения, направленные на обеспечение соблюдения Группой, ее работниками и агентами Закона о борьбе с взяточничеством и ЗКЗР, нет никаких гарантий того, что такие документы будут работать эффективно на протяжении всего времени или защищать Компанию от ответственности по Закону о борьбе с взяточничеством или ЗКЗР за действия, предпринятые ее агентами, работниками или посредниками в отношении хозяйственной деятельности Группы. Если Компания не соблюдает Закон о борьбе с взяточничеством, ЗКЗР или прочие законы, регулирующие ведение деятельности с государственными организациями (включая законодательство Казахстана), к ней могут быть применены уголовные санкции или гражданско-правовые санкции и прочие меры по устранению причин и последствий правонарушения, которые могут иметь существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, результаты операционной деятельности, финансовое состояние и перспективы Группы. Любое расследование любых потенциальных нарушений Закона о борьбе с взяточничеством, ЗКЗР или прочих антикоррупционных законов государственными органами США или зарубежными государственными органами, также могут иметь существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, результаты операционной деятельности, финансовое состояние и перспективы Группы. Кроме того, любые меры по устранению причин и последствий правонарушения, предпринятые в ответ на такие потенциальные или заявленные нарушения Закона о борьбе с взяточничеством, ЗКЗР или прочих антикоррупционных законов, включая любые необходимые изменения или улучшения к положениям, политикам, а также средствам и системам контроля Группы, потенциальные изменения в штате и/или дисциплинарные меры, могут оказать существенное неблагоприятное влияние на ее хозяйственную деятельность, результаты операционной деятельности, финансовое состояние и перспективы.

Возможен сбой в работе информационно-технологических систем Группы, который может неблагоприятно повлиять на операционную деятельность Группы.

Информационно-технологические системы Группы в г. Уральске, где осуществляется ее основная операционная деятельность, иногда сталкиваются с отключением электричества или прочими сбоями в работе. Группа в настоящее время вводит процедуры резервного копирования и разрабатывает официальные планы восстановления данных в аварийных ситуациях, но по состоянию на дату настоящего Проспекта указанные процедуры еще не завершены. Несмотря на то что регулярно осуществляется резервное копирование основных архивных данных Группы, Группа не проводит регулярное тестирование резервных копий на предмет возможности восстановления (что может означать, что существует вероятность того, что Группа не сможет осуществить восстановление систем в случае необходимости).

Серьезный сбой в работе информационно-технологических систем Группы в г. Уральск может иметь неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы финансовые условия и результаты операционной деятельности Группы.

Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли

На Группу может негативно повлиять любое значительное или продолжительное падение цен на сырую нефть и газ.

Будущие доходы, рентабельность и денежные потоки Группы в значительной степени зависят от существующих цен на нефть и газ. Продажа нефти и газа была и, как ожидается, по-прежнему будет основным источником доходов Группы, а цена на нефть и газ зависит от множества факторов, не зависящих от Группы. Исторически, цены на нефть были крайне неустойчивыми. По данным Bloomberg, спотовая цена на сырую нефть марки Brent достигла приблизительно 96,99 долл. США за баррель на 31 декабря 2011 г., 102,32 долл. США за баррель в на 31 декабря 2012 г. и 109,02 долл. США за баррель на 31 декабря 2013 г. Цены колебались между минимумом, приблизительно 103,99 долл. США за баррель и максимумом, приблизительно 110,01 долл. США за баррель в первые три месяца 2014 г.

Цены на нефть и газ подвержены значительным колебаниям в связи с различными факторами, находящимися вне контроля Группы, включая:

- состояние мировой экономики и геополитические события;
- изменения в глобальном и региональном предложении и спросе на сырьевые товары и ожиданиях относительно будущего предложения и спроса;
- рыночная неопределенность и спекулятивная деятельность тех, кто покупает и продает сырьевые товары на мировых рынках, или колебания валют, в особенности доллара США;
- погода, стихийные бедствия и общие экономические условия;
- действия Организации стран-экспортеров нефти («**ОПЕК**») и других стран-экспортеров нефтепродуктов, 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 регионах-экспортерах нефти;
- технические новшества, влияющие на объемы потребления энергии и методы добычи;
- усовершенствования в области добычи сланцевых нефти и газа в США, что облегчило монетизацию ресурсов, которые ранее считались некоммерческими; и
- цены и наличие альтернативных и конкурентоспособных источников топлива.

Соответственно, Группа может не быть в состоянии продолжать получать ту же цену за свои продукты, которую она получает в настоящее время или получала в прошлом.

Любое снижение цен на нефть и газ 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 развития хозяйственной деятельности Группы и освоения ее нефтегазовых месторождений, и может оказать существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Политика Группы предусматривает меры на случай негативных движений цен на нефть в период значительных длящихся капитальных затрат. 3 марта 2014 года ТОО «Жаикмунай» заключило новый договор о хеджировании, без предоплаты, для покрытия продаж нефти в объеме 7 500 бн/сут или всего 5 482 500 бнэ за период до 29 февраля 2016 года. Однако невозможно гарантировать, что такой договор о хеджировании или любые другие такие договоры о хеджировании, заключаемые Группой, защитят Группу от негативных движений цен на нефть в полном объеме или в какой-либо мере, а также невозможно предоставить каких бы то ни было гарантий, что в будущем Группа сможет заключать договоры о хеджировании на коммерчески приемлемых условиях.

Запасы Группы, их качество и объемы добычи могут оказаться ниже расчетных или предполагаемых.

Если не указано иное, данные по запасам, включенные в настоящий Проспект, были получены из Отчета Ryder Scott за 2013 год, который был подготовлен в соответствии с нормами, установленными SPE-PRMS. 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 запасов является субъективным процессом, и оценки, сделанные различными экспертами, могут 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 углеводородов, 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 Группой, и они предполагают, среди прочего, что в будущем разработка нефтяных месторождений Группы и реализуемость продуктов Группы будут аналогичны тому, что происходило в прошлом. Многие из факторов, допущений и переменных величин, использованных при оценке запасов, находятся вне контроля Группы и могут оказаться неверными с течением времени, поэтому потенциальным инвесторам не следует чрезмерно полагаться на содержащиеся в настоящем документе заявления о перспективах (включая данные, взятые из Отчета Ryder Scott за 2013 год) касательно запасов Группы или уровней добычи. Например, производственные результаты Группы в 2012 г. отличались от оценок, данных в отчете о добыче, подготовленном Ryder Scott за 2012 год, в связи с более медленным наращиванием до полной проектной производительности первой очереди установки подготовки газа в 2012 году.

Оценка стоимости и количества экономически извлекаемых запасов нефти, нормы добычи, чистая приведенная стоимость будущих денежных потоков и сроки по расходам на добычу в обязательном порядке зависят от некоторых переменных факторов и предположений, в том числе:

- объемов добычи за прошедшие периоды с участка по сравнению с добычей с прочих сопоставимых участков добычи;
- толкования геологических и геофизических данных;
- предполагаемого влияния нормативно-правовых актов, принимаемых государственными органами;
- допущений в отношении процентного соотношения продаж внутри страны и за рубежом в будущем;

- допущений в отношении цен на сырую нефть и прочие нефтепродукты в будущем;
- наличия, применения и эффективности новых технологий;
- капитальных затрат; и
- допущений в отношении операционных расходов, налогов на извлечение углеводородов, расходы на разработку, капитальный ремонт и восстановительные работы.

Поскольку все оценки запасов субъективны, каждый из следующих пунктов может существенно отличаться от допущений по оценке запасов Группы:

- количество и качество фактически извлекаемых углеводородов;
- понесенные расходы на добычу и операционные расходы;
- стоимость и сроки дополнительной геологоразведки, оценки и разработки; и
- будущие цены продажи углеводородов.

Многие факторы, допущения и переменные данные, используемые при оценке запасов, не контролируются Группой и могут оказаться неточными по прошествии времени. Оценки запасов обязательно связаны с риском многочисленных погрешностей. Точность любой оценки запасов и ресурсов зависит от качества имеющейся информации, технологии нефтедобычи и толкования геологических изучений. Разведочное бурение, толкование, тестирование и добыча после даты оценки может потребовать дополнительных исправлений данных по запасам и ресурсам Группы, как в сторону повышения, так и в сторону понижения. Кроме того, различные специалисты по разработке месторождений могут давать различные оценки запасов и движений денежных средств по одним и тем же имеющимся данным. Объемы фактической добычи, доходов и затрат в отношении запасов и ресурсов будут варьироваться в зависимости от оценок, при этом такие различия могут быть существенными. Оценка запасов также может изменяться в связи с приобретениями и отчуждениями, новыми открытиями и расширениями существующих месторождений, а также применением улучшенных технологий извлечения.

Если предположения, на которых основывается оценка запасов Группы, окажутся неверными, Группа, возможно, не сможет производить продукты в таких предполагаемых объемах или такого качества, как это излагается в настоящем Проспекте, что может оказать существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Условные и перспективные ресурсы с наибольшей долей вероятности не станут рентабельными в краткосрочной и среднесрочной перспективе.

За исключением случаев, когда указано иное, условные и перспективные ресурсы, описанные в настоящем Проспекте, были удалены из Отчета Компетентного лица, который был подготовлен Ryder Scott в соответствии со Стандартом SPE-PRMS без существенных корректировок. Присутствуют определенные неточности в отношении оценки условных и перспективных ресурсов, помимо тех, которые применяются к запасам. Условные ресурсы представляют собой ресурсы, которые по состоянию на указанную дату оцениваются как потенциально извлекаемые из известных залежей, но которые считаются еще не готовыми для коммерческой разработки в виду одного или нескольких непредвиденных обстоятельств. Условные ресурсы могут включать, например, проекты, для которых в настоящее время отсутствуют жизнеспособные рынки, или в которых коммерческая добыча зависит от разрабатываемой технологии, или если оценки залежей не достаточно для четкой оценки рентабельности. Перспективные ресурсы представляют собой ресурсы, которые по состоянию на указанную дату оцениваются как потенциально извлекаемые из неоткрытых залежей путем применения проектов по разработке в будущем. Разработка условных и перспективных ресурсов, в случае реализации, может повлечь значительные затраты и может не привести к

открытию углеводородов в коммерчески выходных количествах. Вероятность того, что извлечение условных и перспективных ресурсов будет экономически выгодным, считается ниже, чем вероятность в отношении доказанных, вероятных и прогнозных запасов. Объемы и стоимость, связанные с условными и перспективными ресурсами, следует считать в значительной степени теоретизированными, и невозможно предоставить каких бы то ни было гарантий того, что Группа сможет осуществить коммерческую разработку таких ресурсов.

Невозможность Группы получить доступ к дополнительным запасам или приобрести дополнительные запасы по коммерчески обоснованным ценам может оказать существенное неблагоприятное влияние на способность Группы реализовывать ее долгосрочную стратегию роста.

Как и у любой компании в нефтегазовой отрасли, долгосрочный коммерческий успех Группы зависит от ее способности производить геологоразведку, оценку и разработку нефтегазовых запасов и коммерчески обосновано добывать нефть и газ из таких запасов. Если Группа неуспешно определяет местоположение и осуществляет разработку или приобретает новые запасы, ее существующие запасы (и, следовательно, добыча) будут сокращаться с течением времени в связи с истощением в ходе добычи. Будущее увеличение запасов Группы будет зависеть не только от способности Группы разрабатывать ее существующие активы, но также от ее способности выбирать и приобретать дополнительные подходящие продуктивные активы или объекты. Группе потребуется приобрести или найти и разработать дополнительные запасы, чтобы поддерживать текущий уровень добычи в долгосрочной перспективе. Невозможно предоставить гарантию того, что Группа сможет определить надлежащие возможности для приобретения или что она сможет осуществить такие приобретения на надлежащих условиях, если и когда появится такая возможность. Любые усилия со стороны Группы по приобретению дополнительных запасов включают ряд рисков, в том числе, конкуренцию со стороны других заинтересованных покупателей, которые могут обладать большими финансовыми ресурсами, чем Группа; неопределенные финансовые обязательства по операционной деятельности, которые может приобрести Группа, в отношении прошедших и будущих периодов; неспособность получать точную и своевременную информацию о такой операционной деятельности для принятия взвешенных инвестиционных решений; проблемы при интеграции приобретаемой операционной деятельности; а также проблемы подбора и сохранения квалифицированных кадров. Многие из конкурентов Группы также проводят активный поиск для приобретения долей в нефтегазовой операционной деятельности в Казахстане. Такие компании возможно способны платить больше за объекты поиска и рентабельные нефтегазовые активы, а также возможно способны определять, оценивать, участвовать в конкурсе и приобретать большее количество объектов и активов, включая компаний-операторов и лицензии, чем позволяют финансовые и кадровые ресурсы Группы. Любая невозможность со стороны Группы осуществить приобретение или найти и осуществить разработку дополнительных запасов по коммерчески обоснованным ценам может, с большой долей вероятности, привести к сокращению запасов и добычи Группы, что может оказывать существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, результаты операционной деятельности, финансовое состояние и перспективы Группы, а также цену на Обыкновенные акции.

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

Для оценки запасов и ресурсов Группы применялись стандарты SPE-PRMS. По стандартам SPE-PRMS 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 и ресурсов 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.

Группа может столкнуться с рисками и осложнениями при бурении, разведке и добыче и операционными рисками, которые могут негативным образом сказаться на плановых объемах, качестве и затратах на добычу и производство нефти и газа и продуктов их переработки.

Будущий успех Группы будет зависеть, в частности, от ее способности разрабатывать запасы для продуктов переработки нефти газа своевременно и экономически эффективным образом. Работы Группы по бурению могут оказаться неудачными, а фактические затраты по бурению и эксплуатации скважин, завершению ремонта скважин могут негативно повлиять на прибыль Группы. Группе, возможно, потребуется 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 углеводородов 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, оборудования и запасных частей. Текущие или будущие проекты Группы по оценке запасов нефти и газа, проекты по геологоразведке и использованию усовершенствованных технологий извлечения могут повлечь за собой убыточные усилия, не только в связи с сухими скважинами или скважинами, но и в связи со скважинами, которые являются продуктивными, но не приносят достаточный чистый доход для получения прибыли после возмещения затрат на бурение, эксплуатацию и других затрат. Заканчивание скважины также не гарантирует получения прибыли от инвестиции или возмещения расходов на бурение, заканчивание и эксплуатацию. Группа также подвергается рискам осложнений при бурении и причинения вреда окружающей среде, которые могут значительно повысить эксплуатационные затраты или привести к осложнениям промысловых работ. Кроме того, различные промысловые условия могут оказать неблагоприятное влияние на добычу нефти и газа. 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 и неблагоприятные геологические условия.

Например, в августе 2012 г. Группа решила расширить свою деятельность и договорилась получить права недропользования на три новые нефтяные и газовые месторождения в Казахстане, Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское, расположенные приблизительно на расстоянии 50 – 105 километров от Чинаревского месторождения. Эта сделка была завершена 24 мая 2013 г., и в настоящее время Компания вырабатывает оптимальную программу оценки и разработки месторождений. Однако оценка и разведка требуют значительных капиталовложений, а их результат неизвестен, и нет уверенности, что Группе удастся осуществить свои планы разработки этих месторождений рентабельным образом.

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, и каждый из этих факторов может привести к существенному повреждению скважин, производственных объектов, другого имущества и причинению вреда окружающей среды или причинению вреда здоровью людей или смерти. Любой из этих рисков может привести, среди прочего, к потере углеводородов или к загрязнению окружающей среды и другому ущербу в отношении собственности Группы, близлежащих районов, к увеличению затрат, причинению смерти или вреда здоровью людей и негативно сказать на способности Группы добывать углеводороды, перерабатывать газ и осуществлять транспортировку своей продукции, а также к потенциальным санкциям за нарушением СРП, контрактов на недропользование в отношении Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений («**Контракты на недропользование**»), условий Лицензии и применимого законодательства.

Существующая установка подготовки газа Группы ежегодно закрывается на плановый ремонт примерно на две недели (последний такой ремонт имел место в сентябре 2013 года и продолжался девять дней). В течение этого периода Группа осуществляет сжигание попутного газа на основании разрешения на сжигание попутного газа, выданного Компетентным органом. Срок действия текущего разрешения на сжигание попутного газа истекает в конце 2014 года, хотя Директора ожидают, что срок его действия будет продлен. Если такое решение не будет выдано повторно, Группа должна будет либо сжигать попутный газ и оплатить штраф за такое сжигание, либо сократить или приостановить свою операционную деятельность, что зависит от работы установки подготовки газа. Любое такое сокращение или приостановление деятельности по добыче газа окажет существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Группы, а также на торговую цену Обыкновенных акций.

Кроме того, расходы, связанные с закрытием на ремонт, и продолжительность такого ремонта могут оказаться больше прогнозируемых Группой. Любое продолжительное закрытие установки подготовки газа может иметь существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Группы.

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

Группа, возможно, не сможет выполнять свои обязательства по СРП и Лицензии или по контрактам на недропользование на Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское месторождения

Деятельность Группы по разведке, разработке и переработке зависит от предоставления, возобновления или продолжения действия СРП, Лицензии или контрактов на недропользование на Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское месторождения («**Контракты на недропользование**») и других лицензий, разрешений и нормативных утверждений и согласований, каждое из которых действительно в течение ограниченного периода времени. СРП, Лицензия, Контракты на недропользование и 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. Различные положения законодательства Республики Казахстан могут предусматривать ответственность в виде штрафа или лицензия и контракты на недропользование 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.

Работы Группы должны проводиться в соответствии с условиями действующего законодательства, лицензии и СРП (включая Разрешение на добычу, Разрешение на разведку,

Техсхемы, Разрешения на сжигание газа, технологическую схему разработки Лицензионного участка и рабочие программы), Контрактов на недропользование и других лицензий, разрешений и одобрений регулирующих органов. По Новому закону о недропользовании, если недропользователь не устраняет более двух нарушений по своим обязательствам по контракту на недропользование или проектным документам в течение периода времени, установленного в уведомлении Компетентного органа о таком нарушении, это может привести к расторжению соответствующего контракта на недропользование. В последние годы Компетентный орган объявил о том, что он расторг контракты на недропользование с определенными компаниями из-за нарушения казахстанских правил относительно товаров, поставок и услуг из казахстанских источников. Кроме того, предыдущее нарушение условий Лицензии, СРП, Контрактов на недропользование и других лицензий, разрешений, одобрений регулирующих органов может привести к тому, что Группе, как стороне, не соблюдающей требования, могут отказать в выдаче лицензий, одобрений и разрешений, которые ей понадобятся в будущем.

Государственный центральный исполнительный орган, назначенный Правительством Казахстана действовать от имени государства для осуществления прав, связанных с реализацией и исполнением контрактов на недропользование, которым было Министерство энергетики и минеральных ресурсов Казахстана до 12 марта года, когда оно было реорганизовано в Министерство нефти и газа, в отношении нефтегазовой отрасли, в прошлом по разным поводам уведомлял Nostrum о предполагаемых нарушениях определенных положений СРП и запрашивали у Nostrum информацию, демонстрирующую его соответствие обязательствам по СРП. Nostrum отвечал на все такие уведомления и требования и предоставлял в соответствующие органы запрашиваемую информацию, что, по мнению Nostrum, показывает соблюдением им условий СРП. Директора считают, что Nostrum во всех отношениях соблюдает свои обязательства по условиям СРП, Лицензии, и Контрактам на недропользование. На сегодняшний день эти органы, после получения такой информации от Nostrum, не предприняли никаких дальнейших действий в отношении таких уведомлений относительно СРП, и Nostrum не получал никаких уведомлений о каких-либо существенных неблагоприятных действия со стороны государственных органов, хотя нет никаких гарантий, что в будущем соответствующие органы не предпримут дальнейших действий или что Группе не будут предъявлены новые обвинения в нарушениях.

Однако мнения казахстанских 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. По мнению Директоров, вероятность реализации данных рисков является низкой.

Любое приостановление, отзыв или отмена Лицензии, СРП или иных существенных разрешений или договоров (по любой из указанных выше причин) может стать препятствием или привести к существенному сокращению объемов добычи углеводородов, что будет иметь существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое состояние, денежные потоки и результаты деятельности Группы, а также на торговую цену Обыкновенных акций.

Возможно, Группа не сможет реализовать изменения к своей существующей рабочей программе.

В рамках десятого дополнительного соглашения к СРП группа заменила свою годовую рабочую программу в отношении Чинаревского месторождения на единую рабочую программу на 2012 – 2013 годы. Любые дополнительные изменения к единой рабочей программе потребуют от Группы внесение дополнительных изменений в СРП. В прошлые годы соответствующие государственные органы одобрили изменения, запрашиваемые Группой, и

подписали дополнительные соглашения к СРП. В будущем, если Группа по какой-либо причине не сможет внесли изменения в СРП, ей потребуется выполнять существующую единую рабочую программу, которая может оказаться недостаточной для приспособления будущих расширений базы запасов Группы и, следовательно, будет сдерживать способность Группы по диверсификации своих источников добычи.

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

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.

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 хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Экологические обязательства Группы включают соблюдение природоохранного законодательства Казахстана, в частности Экологического кодекса Казахстана (от 9 января 2007 г., с изменениями и дополнениями) (см. также Часть 8 «*Обзор отрасли и нормативного регулирования—Нормативное регулирование в Казахстане—Природоохранные разрешения*»). 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 Казахстана, включая возможное приостановление или отзыв Лицензии или Контрактов на недропользование 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 хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Кроме того, в марте 2009 года Президент Казахстана подписал закон о ратификации Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата («**Киотский протокол**»), который направлен на ограничение и стабилизацию выброса парниковых газов, таких как углекислый газ. Воздействие такой ратификации в других странах по-прежнему не ясно; следовательно, размер потенциальных расходов, связанных с соблюдением Киотского протокола в Казахстане, не известен, и может быть существенным. Тем не менее, вероятное влияние будет заключаться в увеличении расходов на электроэнергию и транспортировку, ограничении уровней выбросов, начислении дополнительных расходов за выбросы свыше разрешенных уровней и увеличении расходов на мониторинг, отчетность и финансовую отчетность. Увеличение таких расходов может существенно негативно повлиять на хозяйственную деятельность, перспективы, финансовое положение и результаты операционной деятельности Группы.

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 Казахстана 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 недрах и недропользовании» наделяет Компетентный орган полномочиями по прекращению существующих лицензий на недропользование при определенных обстоятельствах. СРП и Лицензия или Контракты на недропользование могут быть приостановлены в результате несоблюдения экологических норм. См. раздел «*Факторы риска, относящиеся к Казахстану— Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства Казахстана*». Любое такое приостановление или отзыв СРП, Лицензии или Контрактов на недропользование или расходы, связанные с соблюдением таких правил, могут оказать существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группа обязана соблюдать нормы по охране здоровья и технике безопасности, но она не может гарантировать, что она сможет соблюдать указанные нормы.

На операционную деятельность Группы распространяются законы и нормативные акты по охране здоровья и технике безопасности. Несоблюдение компанией Nostrum любых применимых законодательных или нормативно-правовых требований, будь то по неосторожности или иным образом, может привести к существенным мерам ответственности. Политика Группы по охране здоровья и технике безопасности должна отвечать региональным и национальным, законодательным и нормативно-правовым требованиям и в целом применять наилучшие практики в отношении вопросов, которые не регулируются местным законодательством.

Nostrum несет и ожидает продолжать нести существенные капитальные и операционные расходы для соблюдения усложняющихся законов и нормативно-правовых актов по охране здоровья и технике безопасности. Новые законы и нормативно-правовые акты, введение более жестких требований к лицензированию, контрактам на недропользование и разрешениям, более строгое исполнение или новые толкования существующих законов, нормативно-правовых актов и лицензий, или обнаружение ранее неизвестного загрязнения может также потребовать дополнительных затрат для изменения операционной деятельности, оплаты пошлин или штрафов или осуществления иных платежей в связи с нарушением требований по охране здоровья и технике безопасности.

Несмотря на то, что расходы на мероприятия, предпринимаемые для соблюдения нормативно-правовых актов по охране здоровья и технике безопасности до настоящего времени не имели существенного неблагоприятного влияния на финансовое состояние или результаты операционной деятельности Группы, в будущем может возрасти стоимость таких мероприятий и/или финансовые обязательства в отношении нанесения ущерба здоровью или нарушению техники безопасности со стороны Nostrum, что окажет неблагоприятное влияние на результаты операционной деятельности и финансовые условия.

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

СРП предусматривает, что в течение срока действия СРП и Лицензии Nostrum должен руководствоваться тем налоговым режимом, который существовал на момент подписания СРП, если только иное не будет согласовано сторонами СРП. Кроме того, в соответствии с СРП ТОО «Жаикмунай» должно 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 Кодекс Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» («**Налоговый кодекс**») от 10 декабря 2008 года №99-IV, с изменениями и дополнениями, и были введены новый налоговый режим и налоги, применимые к недропользователям (включая налог на добычу минеральных полезных ископаемых на нефть,

НДПИ, и платежи по компенсации исторических затрат). Хотя Налоговый кодекс не заменяет собой предшествующий налоговый режим, применимый к СРП, которые были заключены до 1 января 2009 года и которые прошли обязательную налоговую проверку, и продолжающий действовать согласно статьям 308 и 308.1 Налогового кодекса, Налоговый кодекс применяется к Контрактам на недропользование.

В 2010 и 2011 гг. Компетентный орган вступил в переговоры со всеми недропользователями, которые являлись участниками СРП с правительством Казахстана, в том числе с ТОО «Жаикмунай», в отношении возможных изменений в налоговом режиме таких СРП. Правительственные чиновники Казахстана публично выразили желание убрать из СРП положения о стабильности налогового режима в случаях, когда такие изменения были необходимы для восстановления баланса интересов сторон. Хотя Группа полагает, что такие изменения не были бы оправданы или необходимы в связи с его СРП, нет никакой уверенности в том, что правительство Казахстана разделяет эту точку зрения. В настоящее время нет никаких признаков того, приведет ли заявленное правительством Казахстана намерение исключить положения о стабильности налогового режима из СРП к изменениям в налоговом режиме, действующем в СРП с ТОО «Жаикмунай», а если таковые будут, то какие будут эти изменения. (см. раздел «*Факторы риска, относящиеся к Казахстану— Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства Казахстана*»).

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 в вопросе применения налогового законодательства, в том числе его применение с обратной силой, и изменение налогового законодательства создают риск дополнительных и существенных налоговых выплат для Группы, что может оказать существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности. См. сноску 29 в финансовой информации, изложенной в Части 14 «*Финансовая информация за прошедшие периоды*» для получения дополнительных сведений по условных налоговым обязательствам.

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 нефтегазовые компании, имеющие бóльшие финансовые ресурсы, персонал и материальные средства, чем Группа. См. Часть 7 «*Информация о Группе—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, газа и продуктов их переработки входят цена, методы и надежность доставки и доступность импортируемой продукции. Неспособность Группы конкурировать эффективно может оказать существенное негативное влияние на хозяйственную 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 глобальными и региональными рынками капитала начиная с 2007 года, привели к снижению ликвидности и увеличению риска неплатежа по кредиту для некоторых участников рынка, и результатом стало сокращение имеющегося финансирования. Компании, расположенные на новых рынках, таких как Казахстан, могут быть особенно восприимчивы к таким перебоям и снижению доступности кредитов или возросшим финансовым затратам, что

может привести к финансовым трудностям. Кроме того, на доступность кредитов для субъектов, действующих на новых рынках, существенно влияет уровень доверия инвесторов к этим рынкам, и по существу, любые факторы, которые оказывают влияние на общее доверие к рынку (например, снижение кредитных рейтингов или 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 Казахстан 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. Банковский сектор Казахстана 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», АО «Народный банк» и АО «Казкоммерцбанк»). Результатом этого стало принятие нового банковского законодательства, и, хотя такое законодательством уже четыре раза было апробировано, 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, газа и прочих углеводородов. См. «— *Казахстанская экономика в большой степени зависит от экспорта нефти. Соответственно, на экономику Казахстана и Группы могут влиять колебания цен на нефть*» и «*Факторы риска — Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли — Любая нестабильность и снижение цен на сырьевые товары в будущем могут существенно и неблагоприятно повлиять на хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности*».

Кроме того, продолжающаяся террористическая деятельность и вооруженные конфликты на Ближнем Востоке и в других регионах 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 хозяйственную 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 бóльшему риску, чем более развитые рынки, включая в некоторых случаях значительные правовые, экономические и политические риски. Потенциальным инвесторам в Обыкновенные акции следует также учесть, что развивающиеся страны, такие как Казахстан, могут быстро изменяться, и что информация, указанная в настоящем Проспекте, может устареть относительно быстро. Соответственно, потенциальные инвесторы в Обыкновенные акции 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 Обыкновенные акции.

Финансовая нестабильность на каком-либо рынке развивающейся страны может послужить причиной существенного колебания цены Обыкновенных акций Компании.

Финансовая нестабильность на каком-либо рынке развивающейся страны неблагоприятно влияет на цены на фондовых рынках в других развивающихся страна, поскольку инвесторы перемещают свои денежные средства на более развитые рынки, которые считаются более стабильными. В последние годы финансовая нестабильность или возросшие презюмированные риски, связанные с инвестированием на рынках развивающихся стран, сдерживали иностранные инвестиции в Казахстан и неблагоприятно влияли на его экономику. Кроме того, в период финансовой нестабильности компании, осуществляющие операционную деятельность на рынках развивающихся стран, могут столкнуться с ограничением ликвидности в случае вывода иностранных источников финансирования. Таким образом, даже если основные показатели экономики Казахстана остаются сравнительно устойчивыми, финансовая нестабильность на рынках других развивающихся стран может оказывать неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность Группы и/или цену Обыкновенных акций.

Политическая ситуация в Казахстане оказывает значительное влияние на Группу.

Казахстан стал независимым суверенным государством в 1991 году после распада Союза Советских Социалистических Республик («**СССР**» или «**Советский Союз**»). С тех пор Казахстан претерпел серьезные изменения в рамках трансформации централизованной плановой экономики в свободную рыночную экономику. Изначально эта трансформация сопровождалась политической неопределенностью и напряженностью, при этом экономические трудности дополнялись высокой инфляцией, резкими колебаниями национальной валюты и быстрыми, хотя незавершенными изменениями нормативно-правовой базы

После распада Советского Союза ряд бывших республик СССР прошли через периоды политической нестабильности, гражданских волнений, военных действий и территориальных споров, сопровождавшихся насилием. С периода объявления независимости до даты выпуска настоящего Проспекта политическая ситуация в Казахстане в основном оставалась спокойной. В то же самое время нельзя дать гарантий, что ситуация не изменится в результате внутреннего конфликта или внешнего влияния. Примером этого стали события 16 декабря 2011 года в Жанаозене в Мангистауской области Казахстана. Массовые беспорядки, которые начались на главной площади города во время празднования 20-й годовщины независимости Казахстана, привели к тому, что десятки людей были убиты или ранены, и городской инфраструктуре был причинен значительный ущерб. Согласно некоторым источникам, беспорядки были вызваны недовольством среди нефтяников, в том числе недовольством низкой заработной платой.

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

Экономика и государственный бюджет Казахстана, как и в других странах центральноазиатского региона, зависят от экспорта сырой нефти и нефтепродуктов, а также других сырьевых товаров, импорта капитального оборудования и значительных иностранных инвестиций в инфраструктурные проекты. Как следствие, Казахстан может страдать от колебаний цен или продолжительного снижения цен на нефть и другие сырьевые товары, или от отмены или задержки реализации инфраструктурных проектов, вызванных 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 сырой нефти, конденсата и прочих углеводородов. Избыточность сырой нефти или других сырьевых товаров на мировых рынках, общий спад в экономике крупных рынков сырой 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 хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Неуверенность в отношении результата проведения экономических реформ в Казахстане может вызвать риски.

Во многих отраслях экономики Казахстана сохраняется потребность в существенных инвестициях, при этом существуют отрасли, в которых экономические результаты в частном секторе все еще сдерживаются ненадлежащей бизнес-инфраструктурой. Правительство Казахстана заявило о своем намерении решить указанные проблемы путем улучшения бизнес-инфраструктуры и управления налогообложением. Кроме того, существенный объем теневой экономики может оказать неблагоприятное влияние на реализацию реформ и препятствовать эффективному сбору налогов. Невозможно предоставить каких бы то ни было гарантий в отношении того, что меры, предпринимаемые Правительством Казахстана для реализации экономических реформ, будут эффективными или что любая невозможность их осуществления не окажет существенного неблагоприятного влияния на хозяйственную деятельность, финансовое состояние, результаты операционной деятельности и перспективы Группы.

Налоговый режим и судебная система Казахстана еще не развиты в полном объеме, а потому непредсказуемы.

Несмотря на то, что с начала 1995 года вступил в силу большой объем законодательства (включая Закон «О национальной безопасности» Республики Казахстан от 6 января 2012 года № 527-IV, Налоговый кодекс, Закон Республики Казахстан «О конкуренции» от 25 декабря 2008 года № 112-IV («**Закон о конкуренции**»), законы в отношении иностранного арбитража в 2004 году, Закон о связи в июле 2004 года и иные законы, охватывающие такие вопросы, как фондовые биржи, хозяйственные товарищества и компании, реформу государственных предприятий и приватизацию), законодательная база в Казахстане все еще находится на сравнительно ранней стадии развития по сравнению со странами с установившимися рыночными экономиками. Судебная система, судебные должностные лица и прочие должностные лица государственных органов в Казахстане по-прежнему могут не быть независимы от внешних социальных, экономических и политических сил. Существуют примеры неправомерных выплат, произведенных в пользу чиновников, а также непоследовательных административных решений и трудно предсказуемых судебных решений.

Кроме того, в связи с многочисленными неоднозначными положениями в коммерческом законодательстве Казахстана, в частности, в его налоговом законодательстве, налоговые органы Казахстана могут определять размер налоговых обязательств на основании оценки имущества и могут оспаривать ранее полученные результаты оценки, тем самым осложняя процесс уточнения компаниями того, несут ли они ответственность за уплату дополнительных налогов, штрафов или процентов. В результате указанных неоднозначных положений, включая, в частности, неопределенности в отношении судебных решений, принятых по Налоговому кодексу 2009, а также в связи с отсутствием установившейся системы использования прецедентов или последовательности при официальном толковании, юридические и налоговые риски, возникающие при осуществлении хозяйственной деятельности в Казахстане, в значительной степени превышают риски в юрисдикциях с более развитой структурой законодательства и налоговой системой. Налоговое законодательство в Казахстане также может продолжать изменяться, что может привести к последующим затруднениям.

Налоговый кодекс 2009 года был принят в конце 2008 года и вступил в силу 1 января 2009 года, за исключением некоторых положений, которые вступили в силу 1 июля 2011 года. Налоговый кодекс 2009 предусматривает снижение ставок по некоторым налогам, включая налог на прибыль юридических лиц, который был снижен с 30% до 20%, а также налог на добавленную стоимость («**НДС**»), который был снижен с 13% до 12%. Несмотря на указанные снижения, Группа ожидает введения некоторых мер, направленных на увеличение налоговых сборов государством, которые могут привести к необходимости уплаты дополнительных налогов. Риск необходимости уплаты дополнительных налогов может иметь существенное неблагоприятное влияние на компании, осуществляющие операционную деятельность в Казахстане, такие как Группа.

Президент Казахстана Нурсултан Назарбаев находится на своем посту с 1991 года, и если он покинет свой пост без гладкой передачи власти своему правопреемнику, политическая и макроэкономическая ситуация в Казахстане может утратить стабильность.

Президенту Казахстана Нурсултану Назарбаеву 73 года, и он находится у власти с момента, когда Казахстан стал независимым суверенным государством в 1991 году. Под руководством Президента Назарбаева был заложен фундамент рыночной экономики, включая приватизацию государственных активов, либерализацию контроля за капиталами, налоговые реформы и разработку пенсионной системы. Президент Назарбаев был переизбран на второй пятилетний срок большинством в 95,5% голосов на выборах в начале апреля 2011 года. В мае 2007 года парламент Казахстана проголосовал за внесение изменений в конституцию Казахстана, чтобы позволить Президенту Назарбаеву участвовать в выборах неограниченное количество раз. Несмотря на то, что указанное изменение позволит Президенту Назарбаеву снова выдвигать свою кандидатуру на выборах по окончании текущего срока, нет никаких гарантий, что он останется у власти. Президент Назарбаев также является тестем Тимура Кулибаева, акционера компании KSS Global, которая является одним из основных акционеров Компании.

Если Президент Назарбаев не сможет завершить свой текущий срок по любой причине или его сменит новый Президент Казахстана без четкого мандата, политическая ситуация и экономика Казахстане могут утратить стабильность, а инвестиционный климат Казахстана может ухудшиться, что может иметь существенное неблагоприятное влияние на хозяйственную деятельность, финансовое состояние, результаты операционной деятельности и перспективы Компании.

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 и роялти, 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 хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства Казахстана.

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 ренационализации, 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.

Правительство Казахстана может попытаться изменить или исключить положения о стабильном налоговом режиме в СРП, что может привести к отрицательным налоговым последствиям. В январе 2010 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, министр энергетики и природных ресурсов (который в то время являлся главой Компетентного органа), Сауат Мынбаев, публично предупредил иностранные компаний о том, что они должны подготовиться к потере своих прав на освобождения от внутреннего налогообложения. Более того, 7 июля 2010 года вступил в силу новый Закон «О недрах и недропользовании», и применение этого закона началось относительно недавно. Любые претензии со стороны Правительства Казахстана или применение Правительством Казахстана нового Закона «О недрах и недропользовании» в отношении к Чинаревскому месторождению могут оказать существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности.

Правительство Казахстана имеет приоритетное право и Компетентный орган должен предоставлять согласие в отношении любой передачи прав на пользование недрами или прямых либо косвенных долей участия в компаниях, обладающих правами на пользование недрами, в Казахстане.

Статья 12 Нового закона о недрах предусматривает, что Правительство Казахстана обладает приоритетным правом на приобретение прав на пользование недрами или прямых или косвенных долей участия в компаниях, обладающих правами на пользование недрами, при их продаже.

Такое приоритетное право позволяет Правительству Казахстана приобретать любые такие права на пользование недрами или любые доли участия в капитале компаний (включая любые ценные бумаги, конвертируемые в доли участия в акционерном капитале), которые предлагаются к продаже или отчуждаются иным образом, включая любой выпуск новых акций, на условиях, которые менее благоприятны по сравнению с условиями, предлагаемыми потенциальным покупателем или правопреемником.

Помимо такого приоритетного права согласно статье 36 Нового закона о недрах, любая передача или залог прав на пользование недрами, включая передачу прямых или косвенных долей участия в капитале компании, обладающей правами на пользование недрами, требуют согласия Компетентного органа. Согласно Новому закону о недропользовании также требуется уведомление Компетентного органа в течение 5 рабочих дней после совершения сделки, в отношении которой Компетентный орган выдал свое согласие. Компетентный орган может расторгнуть контракт на недропользование, если окажется, что сделка нарушает указанный закон.

Указанные положения применяются в отношении компаний, как в Казахстане, так и за рубежом, чья основная деятельность относится к недропользованию в Казахстане. Однако, поскольку Новый закон о недрах не указывает каких-либо критериев для определения основной деятельности компании для целей статьи 36 Нового закона о недрах и практика ее применения отсутствует, отсутствует и ясность того, каким образом указанный закон будет применяться и толковаться.

В случае если Правительство Казахстана реализует свое приоритетное право или не предоставит свое согласие в отношении передачи прав на недропользование или долей участия в капитале внутри Группы или Группе, такая реализация или непредоставление могут иметь существенное неблагоприятное влияние на цену Обыкновенных акций. Однако в отношении

включения Обыкновенных акций в премиальный сегмент Официального котировального списка и их допуска к торгам на Основном рынке Лондонской фондовой биржи для ценных бумаг, прошедших процедуру листинга, Правительство Казахстана предоставило отказ от указанного приоритетного права, а Компетентный орган предоставил свое соответствующее согласие.

Любой выпуск акций Компании или Группы в будущем, включая любой выпуск долговых ценных бумаг, конвертируемых в акции Компании или Группы, однако, будет являться предметом приоритетного права Правительства Казахстана и будет требовать получения согласия Компетентного органа, и необходимо будет получать соответствующий отказ от права и согласия. Несмотря на то что такие отказы от прав и согласия были получены прошлом, нет никаких гарантий того, что такие отказы от прав и согласия будут получены в отношении любого будущего выпуска акций. Если Правительство Казахстана предпочтет реализовать свое приоритетное право в отношении будущих выпусков долевых бумаг, Компания либо не сможет (и будет не обязана) выпустить такие долевые бумаги (поскольку такой выпуск будет произведен с нарушением приоритетных прав акционеров, предусмотренных в Законе о компаниях, Уставе и Правилах листинга), либо должна будет получить одобрение акционеров в отношении неприменения их законных приоритетных прав, чтобы осуществить выпуск таких акционерных ценных бумаг в пользу Правительства Казахстана. Если Правительство Казахстана предпочтет осуществить свое приоритетное право в отношении будущих выпусков долевых бумаг, а Компания не сможет получить такое одобрение акционеров или если Компетентный орган не предоставит свое согласие в отношении такого выпуска, Компания не сможет осуществить выпуск долевых бумаг, и вместо этого Группе потребуется либо найти альтернативные источники финансирования, либо, в противном случае, не осуществлять той деятельности, для реализации которой привлекалось такое акционерное финансирование. См. «*—Факторы риска, относящиеся к коммерческой деятельности Группы—Группа может быть не в состоянии при необходимости привлекать дополнительное внешнее финансирование в долгосрочной перспективе; это может негативно повлиять на возможность продолжения стратегии коммерческой деятельности*» и «*—Наличие у Группы высокой доли заемных средств может, помимо прочего, затруднить обслуживание долга Группы и осуществление ею коммерческой деятельности, а также ограничить ее операционную гибкость*».

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, закупок, 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 новый Закон «О недрах и недропользовании» не определяет, какие действия должно совершать Правительство Казахстана в зависимости от тяжести нарушения, незначительные нарушения могут привести к тяжелым последствиям, например, к приостановке или прекращению прав недропользователя. Поскольку новый Закон «О недрах и недропользовании» является относительно новым, пока нет прецедентов, по которым можно было бы более точно предсказать последствия нарушения. Группе необходимо, на постоянной основе, получать все разрешения, которые требуются по казахстанскому законодательству. Неполучение всех таких

разрешений может оказать существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность Группа, 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, 7 июля 2010 года вступил в силу новый Закон «О недрах и недропользовании», и применение этого закона во многом не апробировано. Текущие права Группы по СРП, Лицензии, Контрактом на недропользование и другим лицензиям, согласованиям и разрешениям (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, Контрактам на недропользование и другим лицензиям, одобрениям и разрешениям (и любые другие соответствующие законодательные изменения) могут оказать существенное негативное влияние на хозяйственную деятельность Группа, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности. См. Часть 8 «*Обзор отрасли и нормативного регулирования —Нормативное регулирование в Казахстане—Нормативные требования в отношении прав недропользования в Казахстане*», где приведено краткое описание Нового Закона о недрах, прав Компетентного органа по нему и последствий нарушения такого закона.

Факторы, относящиеся к Допуску и Обыкновенным акциям

Волатильность цен и ликвидность акций могут влиять на результаты инвестиционной деятельности Группы.

Цена акций компаний, имеющих листинг, может иметь высокую волатильность, при этом акции могут иметь ограниченную ликвидность. Цена Обыкновенных акций на торгах может существенно колебаться. Инвесторы могут оказаться неспособными восстановить свои первоначальные инвестиции.

Рыночная цена Обыкновенных акций, помимо влияния фактических или прогнозных результатов операционной деятельности Группы, может существенно колебаться в результате факторов, находящихся за пределами контроля Компани, включая, помимо прочих:

- результаты реализации программ геологоразведки, разработки и оценки, а также результаты деятельности по добыче;
- изменения в рекомендациях и оценках специалистов по ценным бумагам в отношении прибыли и результатах финансовой деятельности Группы, ее конкурентов или отрасли или неспособность отвечать ожиданиям специалистов по ценным бумагам;
- колебания цен и объемов на фондовом рынке и объемы, а также общая рыночная волатильность;
- факторы, влияющие на доверие участников рынка, включая практики других компаний, имеющих листинг, осуществляющих операционную деятельность в Казахстане;
- изменения в законах, правилах и нормативно-правовых актах, применимых к Группе, ее операционной деятельности и операционной деятельности, в которой Группа имеет доли участия или в отношении которой она участвует в судебных разбирательствах;
- общие экономические и политические условия, в Казахстане; и
- колебания цен на нефть, газ и прочие нефтепродукты.

Также на условия рынка акционерного капитала влияют многие факторы, например, общие экономические, политические или нормативные перспективы, изменения или перспективы в отношении процентных ставок или процентов инфляции, колебаний валютного курса, цен на сырье, изменения в ожиданиях инвесторов в отношении определенных секторов рынка, а

также в отношении спроса на капитал и предложения капитала. Торговля Обыкновенными акциями, осуществляемая инвесторами, например, крупные приобретения или продажи Обыкновенных акций, могут также повлиять на цену акций. Соответственно, рыночная цена Обыкновенных акций может не отражать базовую стоимость инвестиций Группы, а цена, по которой инвесторы могут продавать свои Обыкновенные акции, в любой момент может быть подвержена влиянию ряда факторов, только некоторые из которых могут относиться к Группе, в то время как другие могут находиться за пределами контроля Группы. Инвесторам не следует ожидать, что они обязательно смогут реализовать свои инвестиции в Обыкновенные акции в период, который они сочтут разумным. Результаты деятельности и прогнозные ожидания Группы на тот или иной момент времени могут оказаться ниже ожиданий рыночных аналитиков и инвесторов.

Будущие продажи или реальная или презюмированная возможность продаж существенного количества Обыкновенных акций на публичном рынке может оказывать неблагоприятное влияние на превалирующую цену Обыкновенных акций на торгах. Последующие выпуски акций могут также влиять на размытие долей акционеров.

Если существующее большинство акционеров компании планируют продать или Компания планирует выпустить и продать существенное количество Обыкновенных акций на публичном рынке, рыночная цена Обыкновенных акций может быть подвержена неблагоприятному влиянию и/или привести к размыванию долей держателей Обыкновенных акций. Продажи существующих акционеров Компании также могут затруднить продажу акционерных ценных бумаг Компанией в будущем в тот момент и по той цене, которые она сочтет надлежащими. Продажа существенного количества Обыкновенных акций на публичном рынке может оказать существенное влияние на рыночную цену Обыкновенных акций, равно, как и допущение этого факта.

Схема зависит от получения определенных одобрений

Согласно Схеме Компания приобретет все (или практически все) активы и обязательства Группы в обмен на выпуск Обыкновенных акций держателям Общих долей участия после роспуска Товарищества.

Схема зависит, помимо прочего, от (a) одобрения Схемы держателями, представляющими не менее 75% голосующих прав держателей Общих долей участия, присутствующих и голосующих лично или через представителя на Специальном общем собрании; (b)принятия надлежащим образом специальных решений (которые предусмотрены в уведомлении о созыве Специального общего собрания в Части 7 Документа о схеме), одобряющих внесение изменений в Соглашение о Товариществе с ограниченной ответственностью и роспуск Товарищества, на Специальном общем собрании большинством голосов, составляющим не менее 75% голосующих прав держателей Общих долей участия, присутствующих и голосующих, лично или через представителя, на Специальном общем собрании; (c) получения соответствующих согласий и/или отказов от прав от Министерства нефти и газа в Казахстане и от Республики Казахстан в отношении приобретения долей участия в Кооперативном общества (новой посреднической холдинговой компании Группы) Компанией (при этом такие согласия и/или отказы от прав необходимы в отношении косвенного права собственности Кооперативного общества на права на пользование недрами в Казахстане).

Если держатели Обыкновенных долей не одобряют изменения к Соглашению о Товариществе с ограниченной ответственностью или необходимое большинство не одобряет реализацию Схемы на Специальном общем собрании, или если Схема не вступает в силу до 31 июля 2014 года (или в более позднюю дату, которую могут согласовать Генеральный партнер и Компания), Схема прекратит свое существование, при этом у компании Nostrum не будет новой материнской компании, Допуск не будет действительным и держатели ГДР останутся держателями ценных бумаг Товарищества, имеющих листинг, а существующие ГДР по-

прежнему будут иметь листинг в стандартном сегменте котировок Официального котировального списка и будут допущены к торгам на Основном рынке.

Группа не может гарантировать инвесторам, что она будет производить выплаты дивидендов в будущем.

Директора могут оказаться неспособными объявить или выплатить какие-либо дивиденды. Будущие дивиденды зависят, помимо прочего, от будущих доходов, финансового положения, распределяемых резервов, требований, предъявляемых к имеющемуся капиталу, Группы, общих экономических условий и прочих факторов, которые Директора сочтут существенными на тот или иной момент времени.

Сокращение капитала может не быть реализовано своевременно или вообще.

После получения Допуска Директора намереваются осуществить Сокращение капитала, чтобы создать распределяемые резервы Компании. Реализация Сокращения капитала зависит от, помимо прочего, одобрения Суда Великобритании. Существуют риски того, что одобрение не будет предоставлено или не будет приемлемым условием, а также что Сокращение капитала не произойдет своевременно или вообще. В случае наступления любого из указанных событий, Сокращение капитала не будет реализована, и преимущества, ожидаемые в результате Сокращения капитала, не будут достигнуты.

Колебания обменного курса могут оказать неблагоприятное влияние на стоимость Обыкновенных акций в иностранной валюте.

Котировки Обыкновенных акций будут представлены в фунтах стерлингов на Лондонской фондовой бирже. Финансовая отчетность Группы составляется в долларах США. Колебания обменного курса доллара США к фунту стерлингов будет оказывать влияние, помимо прочего, на стоимость Обыкновенных акций в фунтах стерлингов.

Компания может не достигнуть уровня приемлемости индекса FTSE

После получения Допуска Компания намеревается получить включение в индекс FTSE. В частности, Компания будет позиционировать себя для включения Общий фондовый индекс FTSE, с учетом (помимо прочего) рыночной капитализации по Индексу FTSE 250. Однако, поскольку комиссия FTSE обладает частично дискретным правом определения, является ли компания приемлемой для включения, при этом такое дискретное право относится к вопросам, находящимся за компетенцией контроля Компании, например, ликвидность Обыкновенных акций, отсутствует какая-либо определенность относительно того, будет ли это достигнуто или будет ли это достигнуто в рамках ожидаемого временного промежутка (начиная со второй половины 2014 года), или будут ли предоставлены Группе привилегии, связанные с включением в индекс FTSE.

Держателям Обыкновенных акций в США могут быть не предоставлены приоритетные права.

Согласно законодательству Великобритании и в соответствии с существующими полномочиями акционеров, с учетом некоторых исключений, до выпуска любых новых Обыкновенных акций за денежные средства Компания обязана предложить держателям существующих Обыкновенных акций приоритетные права на подписку и оплату достаточного количества Обыкновенных акций для поддержания их долей в праве собственности на существующем уровне. Такие приоритетные права могут, в зависимости от особых условий предложения, быть переданы в течение периода подписки на соответствующее предложения или могут получить листинг на Лондонской фондовой бирже.

Держатели Обыкновенных акций в США не смогут получить, представить на торги или реализовывать приоритетные права в отношении новых Обыкновенных акций до тех пор, пока не вступит в силу заявка на регистрацию по Закону о ценных бумагах в отношении таких прав

или не будет предоставлено исключение по требованиям к регистрации по Закону о ценных бумагах. В настоящее время Группа не планирует регистрировать Обыкновенные акции или какие-либо будущие права по законодательству о ценных бумагах США. Если держатели Обыкновенных акций в США не смогут получить, представить на торги или реализовать свои приоритетные права, предоставляемые в отношении их Обыкновенных акций в рамках любого предложения прав Компанией, в таком случае они не смогут получить экономические выгоды от таких прав. Кроме того, их пропорциональная доля участия в праве собственности Компании будет размыта.

Существует риск того, что Компания может быть объявлена пассивной иностранной инвестиционной компанией.

Согласно некоторым оценкам валовой прибыли и валовой суммы активов, а также характера хозяйственной деятельности Группы и некоторых ограниченных рекомендаций руководства, что описано ниже, Компания уверена, что она не будет квалифицирована как пассивная иностранная инвестиционная компания («**ПИИК**») в 2014 году. Однако, поскольку определения статуса ПИИК производится ежегодно и зависит от состава прибыли и активов Компании, а также рыночной стоимости активов Компании на тот или иной момент времени, невозможно предоставить гарантии того, что Компания не будет признана ПИИК в будущем.

Если Компания будет квалифицирована в качестве ПИИК в любом году в период, в который налогооблагаемый инвестор США владеет Обыкновенными акциями, на такого инвестора США может быть возложена ответственность за существенные суммы налоговых и процентных сборов в результате осуществления некоторых распределений Компанией или в результате продажи, обмена или отчуждения иным образом Обыкновенных акций на возмездной основе, независимо от того, сохраняет ли Компания статус ПИИК.

Потенциальным инвесторам необходимо изучить описание ПИИК, представленное в Части 16 «*Налогообложение—Налогообложение акционеров в Соединенных Штатах Америки*» настоящего Проспекта, и настойчиво рекомендуется проконсультироваться со своими налоговыми консультантами в отношении последствий федерального налога на прибыль компаний США в отношении инвестиций в компанию, которая потенциально может быть квалифицирована в качестве ПИИК, и в той мере, насколько в связи с этим возможно применение рыночной корректировки.

Инвесторы возможно не смогут привести к исполнению решения в отношении Компании, полученных в судах США.

Компания была учреждена в соответствии с правом Англии, все Директора и исполнительные должностные лица Компании не являются резидентами Соединенных Штатов Америки, при этом активы компании Nostrum находятся за пределами территории Соединенных Штатов Америки. В следствие чего, инвесторы Обыкновенных акций возможно не смогут осуществить вручение процессуальных документов Компании или таким Директорам и должностным лицам в Соединенных Штатах Америки, не являющимся резидентами США, и возможно не смогут привести к исполнению судебные решения в отношении них, полученные в Соединенных Штатах Америки. Вызывает сомнение возможность приведения к исполнению определенной гражданско-правовой ответственности по Федеральным законам о ценных бумагах США по первоначальным искам в Англии или искам по исполнению судебных решений, полученных в судах США.

Факторы риска, относящиеся к двойному листингу

Лондонская фондовая биржа и Казахстанская фондовая биржа обладают разными характеристиками торгов.

В связи с Допуском Компания намеревается получить листинг Обыкновенных акций на Казахстанской фондовой бирже. В случае получения такого листинга Обыкновенные акции

станут заменяемыми и могут быть представлены на торгах Лондонской фондовой биржи или Казахстанской фондовой биржи.

Лондонская фондовая биржа и Казахстанская фондовая биржа имеют различные торговые сессии, торговыми характеристиками (включая объем и ликвидность торгов), правила торгов и листинга, а также состав инвесторов (включая различные уровни участия индивидуальных и институциональных инвесторов). В результате таких различий цена Обыкновенных акций на торгах Лондонской фондовой биржи и Казахстанской фондовой биржи может быть различной в определенный момент времени.

Кроме того, колебания цен на Обыкновенные акции на Лондонской фондовой бирже могут иметь существенное и неблагоприятное влияние на цену Обыкновенных акций на Казахстанской фондовой бирже (и наоборот). Более того, колебания обменного курса английских фунтов стерлингов и тенге могут оказывать существенное и неблагоприятное влияние на цены Обыкновенных акций, имеющих листинг на Лондонской фондовой бирже и Казахстанской фондовой бирже.

Будучи компанией, которая должна быть включена в Официальный котировальный список и допущена к торгам на Основном рынке и имеет листинг на Казахстанской фондовой бирже, Компания будет подчиняться законодательству, нормативно-правовым актам и правилам как Великобритании, так и Казахстана.

Законы, нормативно-правовые акты и правила Казахстана могут отличаться по некоторым аспектам от сопоставимых законов, нормативно-правовых актов и правил Великобритании. Различия в требованиях по соблюдению могут возложить на Компанию дополнительное нормативно-правовое бремя по соблюдению таковых норм. В случае любого различия между применимыми законами, нормативно-правовыми актами или политикой Великобритании или Казахстана, Компания будет вынуждена соблюдать более обременительные правила и может понести дополнительные расходы и затребовать дополнительные ресурсы.

ЧАСТЬ 3
ДИРЕКТОРА, СЕКРЕТАРЬ, ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫЙ И ГОЛОВНОЙ ОФИС И КОНСУЛЬТАНТЫ

Директора

Имя	**Должность**
Фрэнк Монстрей	Председатель Совета директоров
Кай-Уве Кессель	Главный исполнительный директор
Ян-Ру Мюллер	Главный финансовый директор
Айке фон дер Линден	Старший независимый неисполнительный директор
Атул Гупта	Независимый неисполнительный директор
Сэр Кристофер Кодрингтон, баронет	Независимый неисполнительный директор
Натали Бачич де Рицина	Независимый неисполнительный директор
Пит Эверэрт	Неисполнительный директор
Панкадж Джайн	Неисполнительный директор

Секретарь Компании	Томас Хартнетт	
Зарегистрированный офис	4-ый этаж 53-54 Гровнор Стрит Лондон, W1K 3HU Соединенное королевство	
Спонсор	Deutsche Bank AG, лондонское отделение Винчестер Хаус 1 Грейт Винчестер Стрит Лондон EC2N 2DB Соединенное королевство	
Финансовый консультант в отношении Схемы	VTB Capital plc 14 Корнхилл Лондон EC3V 3ND Соединенное королевство	
Юридические консультанты Компании по вопросам права Англии, США и Казахстана	White & Case LLP 5 Олд Броуд Стрит Лондон EC2N 1DW Соединенное королевство	ТОО «Уайт энд Кейс Казахстан» Парк Вью Офис Тауэр ул. Кунаева 77, Алматы, 050000 Казахстан
Юридические консультанты Спонсора по вопросам права Англии и США	Клиффорд Чанс LLP 10 Аппер Бэнк Стрит Лондон E14 5JJ Соединенное королевство	
Юридические консультанты Спонсора по вопросам права Казахстана	ТОО Kinstellar Бизнес-центр «Нурлы Тау» Блок 1В, офис 503 19 пр. Аль-Фараби Алматы 050059 Казахстан	
Аудиторы Компании	Ernst & Young LLP	

	1 Мор Лондон Плейс Лондон SE1 2AF Соединенное королевство
Аудиторы Компании для целей отчетности	ТОО «Ernst & Young Advisory» (Казахстан) Пр. Аль-Фараби Башня «Есентай», 77/7 050059 Алматы Республика Казахстан
Регистратор	Capita Registrars Limited Регистратор 34 Бэкингэм Роуд Бэкингэм Кент BR3 4TU
Компетентное лицо	Ryder Scott Company L.P. 621 Севентин Стрит офис 1550 Денвер Колорадо 80293 США
Финансовый консультант по вопросам PR	College Hill Регистратор Роял Минт Корт Лондон EC3N 4QN Соединенное королевство

ЧАСТЬ 4
ОЖИДАЕМЫЕ СРОКИ ОСНОВНЫХ СОБЫТИЙ

Дата настоящего Проспекта	20 мая 2014 г.
Объявление о Схеме и опубликование Документе о схеме	20 мая 2014 г.
Ожидаемое приостановление листинга ГДР	17 ч. 00 мин. 12 июня 2014 г.
Дата Специального общего собрания	11 ч. 00 мин. 17 июня 2014 г.
Последняя дата передачи Общих долей участия	17 ч. 00 мин. 17 июня 2014 г.
Время Регистрации Схемы	17 ч. 00 мин. 17 июня 2014 г.
Реализация Схемы и выпуск новых Обыкновенных акций	18 июня 2014 г.
Дата завершения реализации Схемы	18 ч. 00 мин. 18 июня 2014 г.
Допуск и предполагаемое начало безусловных торгов Обыкновенными акциями на Лондонской фондовой бирже	8 ч. 00 мин. 20 июня 2014 г.
Листинг на KASE и предполагаемое начало торгов Обыкновенными акциями на Лондонской фондовой бирже	8 ч. 00 мин. 20 июня 2014 г.
Аннулирование листинга ГДР в Официальном котировальном списке	8 ч. 00 мин. 20 июня 2014 г.
Зачисление Обыкновенных акций на счета CREST	20 июня 2014 г.
Предоставление отдельных сертификатов в отношении Обыкновенных акций (в применимых случаях)	Не позднее 4 июля 2014 г.
Уменьшение капитала	В кратчайший возможный срок после Допуска

Время и даты в приведенной выше таблице могут меняться без направления дополнительного уведомления. Ссылки на время суток являются ссылкам на лондонское время, если не указано иное.

ЧАСТЬ 5
ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ИНФОРМАЦИИ

Инвесторам следует принять к сведению информацию в настоящем Проспекте. Ни одно лицо не было уполномочено предоставлять какую-либо информацию или какие-либо заверения, кроме содержащихся в настоящем Проспекте в связи с Допуском, поэтому, если такая информация или заверения предоставляются, они не должны приниматься к сведению как санкционированные Компанией, Директорами или Спонсором. Без ущерба любому обязательству Компании опубликовать дополнительный проспект эмиссии в соответствии с разделом 87G Закона «О финансовых услугах и рынках» и PR3.4.1 Правил выпуска проспектов эмиссии, опубликование настоящего Проспекта или публичное сообщение о любой продаже, осуществленной по настоящему Проспекту, ни при каких обстоятельствах не означает, что в делах Компании не произошло никакого изменения с даты выпуска настоящего Проспекта или что содержащаяся в нем информация является точной в любой момент времени после указанной даты.

Предупреждающее примечание в отношении заявлений, охватывающих будущие периоды.

Настоящий Проспект содержит охватывающие будущие периоды заявления, которые отражают нынешние намерения Группы или, в соответствующих случаях, Директоров в отношении финансовых результатов, бизнес-стратегии, планов и целей руководства для будущих операций (в том числе в отношении планов развития, связанных с хозяйственной деятельностью Группы). Такие заявления, охватывающие будущие периоды, относятся к Группе и к секторам и отраслям экономики, в которых она осуществляет свою деятельность. Заявления, включающие слова «предполагает», «намерен», «планирует», «полагает», «прогнозирует», «ожидает», «оценивает», «будет», «возможно», «ставит целью», «имеет в виду», «может быть», «должен», «был бы», «мог бы», «продолжает», «бюджет», «график», и аналогичные заявления, по своему характеру относящиеся к будущему или перспективам, являются охватывающими будущие периоды заявлениями для целей федерального законодательства США по ценным бумагам или в других отношениях.

Заявления, охватывающие будущие периоды, во всех случаях основаны на ряде оценок и предположений, которые, хотя и считаются Компанией разумными, по своему существу подвержены значительным элементам неопределенности и непредвиденным обстоятельствам в сфере коммерции, экономики и конкуренции.

Предметом всех охватывающих будущих периоды заявлений, включенных в настоящий Проспект, являются вопросы, включающие в себя риски и элементы неопределенности. Поэтому существуют или будут существовать важные факторы, в силу которых фактические результаты Группы могут существенно отличаться от результатов, указанных в таких заявлениях. Такие факторы включают, кроме прочего, факторы, описанные в Части 2 «*Факторы риска*», которые следует рассматривать совместно с другими предупреждающими заявлениями, включенными в настоящий Проспект. Другие важные факторы, в силу которых фактические результаты могут существенно отличаться от результатов, ожидаемых Группой, включают, кроме прочего, следующее:

- колебания цен на рынках сырой нефти, газа и продуктов переработки и связанные колебания спроса на такую продукцию;
- ограничения производственного характера, включая отказы оборудования, трудовые споры и технологические ограничения;
- доступность или стоимость маршрутов транспортировки;

- изменения в государственном регулировании, включая изменения в сфере регулирования, влияющие на доступность разрешений, и действия государственных органов, которые могут повлиять на выполнение работ или запланированное расширение Группы;
- доступность долгового финансирования;
- неблагоприятные изменения в экономических или политических условиях в Казахстане;
- непредвиденные обстоятельства или происшествия, затрагивающие выполнение работ или производственные объекты Группы;
- события или условия, влияющие на экспорт сырой нефти и газа; и
- поведение коллектора, результаты бурения и осуществление планов Компании по расширению запасов нефти.

Любые заявления в настоящем Проспекте, охватывающие будущие периоды, отражают нынешние намерения Группы в отношении будущих событий и обусловлены такими событиями и другими рисками, элементами неопределенности и предположениями, связанными с деятельностью Группы, ее финансовым состоянием, результатами деятельности и стратегией роста.

Инвесторы предупреждаются о том, что заявления, охватывающие будущие периоды, не являются гарантиями будущих показателей деятельности. Заявления, охватывающие будущие периоды, могут отличаться и часто действительно отличаются в существенной степени от фактических результатов. Любые заявления в настоящем Проспекте, охватывающие будущие периоды, выражают мнение только на дату настоящего Проспекта, отражают нынешнее намерение Группы в отношении будущих событий и обусловлены рисками, связанными с будущими событиями, и другими рисками, элементами неопределенности и предположениями, относящимися к деятельности Группы, ее финансовому состоянию, результатам деятельности и стратегии роста. Прежде чем принять инвестиционное решение, инвесторы должны отдельно рассмотреть указанные в настоящем Проспекте факторы, которые могут привести к другим фактическим результатам. Все заявления в настоящем Проспекте, охватывающие будущие периоды, требуется рассматривать в контексте таких предупреждающих заявлений. В особенности это касается Части 2 «*Факторы риска*», Части 3 «*Информация о Группе*» и Части 12 «*Обзор производственной деятельности и финансовых операций*».

Все заявления в настоящем Проспекте, охватывающие будущие периоды, выражают мнение исключительно на дату настоящего Проспекта. За исключением любых обязательств, налагаемых Правилами по выпуску проспекта эмиссии, Правилами листинга и/или Правилами прозрачности и раскрытия информации, Компания не принимает на себя никакого обязательства обновлять в общедоступных источниках или пересматривать любое заявление, охватывающее будущие периоды, будь то в результате получения новой информации, будущих событий или в других случаях. Все последующие письменные или устные заявления, охватывающие будущие периоды, относимые к Группе или физическим лицам, действующим от имени Группы, в целом недвусмысленно обусловлены оговоркой, изложенной в настоящем абзаце. Прежде чем принять инвестиционное решение, потенциальные инвесторы должны отдельно рассмотреть указанные в настоящем Проспекте факторы, которые могут привести к другим фактическим результатам.

Представление финансовой и другой информации

Финансовая информация за прошедшие периоды

Финансовая информация в настоящем Проспекте была подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («**МСФО**»), принятыми Европейским

союзом. Значимая учетная политика, примененная к финансовой информации, изложена в Части 14 «*Финансовая информация за прошедшие периоды*» настоящего Проспекта.

Неаудированная операционная информация в отношении хозяйственной деятельности Группы была получена из следующих источников: (i) внутренняя учетная документация, относящаяся к добыче, транспортировке и сбыту сырой нефти; (ii) системы бухгалтерского учета (на основе выставленных и/или полученных счетов-фактур); (iii) системы внутренней отчетности, обеспечивающие подготовку финансовых отчетов; (iv) предположения и исследования руководителей; и (v) обсуждения с работниками, занимающими ключевые производственные должности. Операционная информация, полученная из счетов управленческого учета или систем внутренней отчетности в отношении хозяйственной деятельности Группы, находится в основном в Части 7 «*Информация о Группе*» и Части 12 «*Обзор производственной деятельности и финансовых операций*» настоящего Проспекта. Эта операционная информация не относится к технической и геологической информации или информации, касающейся запасов или ресурсов, полученной из Отчета Ryder Scott за 2013 г.

В настоящем Проспекте «**EBITDA**» означает прибыль до вычета процентов, налогов и амортизационных отчислений, а «**EBIT**» означает прибыль до вычета процентов и налогов. EBITDA и EBIT являются дополнительными показателями деятельности и ликвидности Группы, которые не требуются и не приводятся в соответствии с МСФО. Кроме того, EBITDA и EBIT не должны рассматриваться как показатели, альтернативные показателям чистого дохода, прибыли до вычета подоходного налога или денежного потока от операционной деятельности для оценки ликвидности Группы или денежных средств, доступных Группе для инвестирования в ее хозяйственное развитие.

Хотя Компания в настоящее время не использует EBITDA в качестве показателя для внутренних расчетов, Компания приводит EBITDA в настоящем Проспекте, поскольку Компания полагает, что этот показатель часто используется специалистами по ценным бумагам, инвесторами и другими заинтересованными лицами при оценке аналогичных эмитентов, большинство из которых указывают EBITDA, когда отчитываются о своих результатах. Компания приводит EBIT, поскольку она полагает, что этот показатель является полезным критерием для оценки ее способности обеспечивать денежные поступления и ее текущей деятельности ввиду производимых ею расходов на амортизацию. Тем не менее, EBITDA и EBIT как инструменты анализа имеют ограничения и не должны рассматриваться в отрыве от анализа от результатов деятельности Группы или как заменяющие такой анализ. В качестве показателя результативности, EBITDA и EBIT характеризуются некоторыми ограничениями по следующим причинам:

- они не отражают денежные расходы Группы или ее будущие потребности в отношении капиталовложений или взятых договорных обязательств;
- они не отражают изменения в потребностях Группы в оборотном капитале или необходимые денежные средства на их удовлетворение;
- они не отражают значительные процентные расходы или потребности в денежных средствах, необходимых для обслуживания платежей в счет процентов или основной суммы долга Группы
- они не учитывают разницы в налогах на прибыль, которые могут быть значительными, даже когда речь идет о компаниях, ведущих деятельность в одной и той же отрасли или стране;
- в случае EBITDA, хотя амортизация основных средств и нематериальных активов относится к расходам в неденежной форме, амортизируемые активы часто подлежат замене в будущие периоды, а EBITDA не отражает какие-либо потребности в денежных средствах на такие замены;

- они не отражают доходы или убытки от курсовой разницы; и
- другие компании, ведущие деятельность в той же отрасли, что и Группа, могут рассчитывать эти показатели не так как Группа, что ограничивает их ценность в качестве сравнительных показателей.

Некоторые показатели, содержащиеся в настоящем Проспекте, в том числе финансовая информация и информация, приведенная в Части 14 «*Финансовая информация за прошедшие периоды*», подверглись корректировкам методом округления. Поэтому в некоторых случаях сумма цифр в графе или строке в таблицах, содержащихся в настоящем Проспекте, может не соответствовать в точности итоговой цифре, приводимой для этой графы или строки.

Некоторые сведения о запасах

Предупреждающее примечание для Инвесторов из США: КЦББ разрешает нефтегазовым компаниям раскрывать в их документах, представляемых в КЦББ, информацию только по тем доказанным запасам, которые наглядно подтверждены показателями фактической добычи Компании или окончательными испытаниями пласта как извлекаемые с точки зрения экономики и соблюдения законодательства в существующих экономических и эксплуатационных условиях. Данные о запасах сырой нефти, приведенные в настоящем Проспекте, были по запросу Компании оценены Ryder Scott Company L.P., международной компанией, предоставляющей консультации по нефти и газу («**Ryder Scott**»), в соответствии с определениями и методическими рекомендациями Общества инженеров-нефтяников («**ОИН**»), Всемирного нефтяного совета («**ВНС**»), Американской ассоциации геологов-нефтяников («**ААГН**»), Ассоциации инженеров по подсчету запасов нефти («**АИПЗН**»), Системы управления углеводородными ресурсами («**ОИН-СУУР**»), поэтому доказанные запасы могут отличаться от оценок, выполненных в соответствии с определениями, используемыми КЦББ. Кроме того, Компания пользуется некоторыми терминами в настоящем Проспекте в отношении своих запасов, такими как «прогнозные» или «возможные» запасы, или своих ресурсов, которые ей было бы запрещено методическими рекомендациями КЦББ включать в документы, представляемые в КЦББ, если бы на Компанию распространялись требования к отчетности по Закону о биржах ценных бумаг США 1934 г. («**Закон о Биржах**»). Для получения дополнительной информации о запасах и ресурсах Группы и определениях, используемых Группой в отношении запасов и ресурсов, потенциальным инвесторам следует прочитать Часть 7 «*Информация о Группе—Деятельность—Запасы нефти и газа*» и отчет, подготовленный компанией Ryder Scott по запасам и ресурсам Группы на 31 августа 2013 г. от 16 декабря 2013 г. («**Отчет Ryder Scott за 2013 г.**» или «**Отчет компетентного лица**»), который включен в Часть 15 «*Отчет компетентного лица*» настоящего Проспекта.

Данные об углеводородах

Общие сведения

Компания пользуется стандартами, установленными ОИН-СУУР. Кроме того, ТОО «Жаикмунай» обязана представлять данные в соответствии с казахстанскими стандартами для целей представления отчетности в государственные органы. Применяемый в Казахстане метод классификации нефтяных запасов базируется на системе, использовавшейся в бывшем СССР, и существенно отличается от стандартной международной методики. Начиная с 2004 г. Группа нанимала компанию Ryder Scott для проведения анализов углеводородных запасов и ресурсов Группы. За исключением случаев, когда в настоящем Проспекте указано иное, приводимые в нем оценки доказанных, прогнозных и возможных запасов и ресурсов Группы основаны на отчетах, подготовленных для Группы компанией Ryder Scott в соответствии со стандартами, установленными ОИН-СУУР. Дополнительная информация об этих стандартах приводится в Части 15 «*Отчет компетентного лица*» настоящего Проспекта.

Для целей внутреннего учета Группа отражает информацию, относящуюся к добыче, транспортировке и сбыту сырой нефти и газового конденсата, в тоннах, т.е. использует

единицу измерения, отражающую массу соответствующего углеводорода, поэтому Компания приводит эту информацию в настоящем Проспекте, следуя тому же принципу. Ссылки в настоящем Проспекте на «тонны» являются ссылками на метрические тонны. Одна метрическая тонна равна 1 000 килограммов.

Представление информации в Отчете Ryder Scott за 2013 г.

В Отчете Ryder Scott за 2013 г. расчетные показатели выражены в следующих единицах:

- нефть и газовый конденсат в стандартных баррелях с выработкой 4,2 галлона бензина («**баррели**» или «**барр**.»);
- продукты переработки в баррелях; и
- газ в миллионах кубических футов («**млн. куб. футов**»).

Представление информации в настоящем Проспекте

Исключительно для целей информации Компания представила расчетные показатели по Группе в настоящем Проспекте следующим образом:

- нефть и конденсат указаны в баррелях и баррелях в сутки. Цифры, выраженные в баррелях, взяты из Отчета Ryder Scott за 2013 г. или получены путем пересчета внутренних учетных данных Компании, выраженных в тоннах, по коэффициенту 7,36 барреля на тонну. Цифры, отражающие суточное количество баррелей, были получены путем деления годовых показателей на 365;
- продукты переработки указаны как продукты переработки, в том числе бутан, пропан, СУГ и жидкие углеводороды, и указаны в баррелях. Цифры, выраженные в баррелях, взяты из Отчета Ryder Scott за 2013 г.; и
- газ в: (i) кубических метрах (пересчитаны Компанией по коэффициенту 35,515 куб. фута на кубический метр) и (ii) баррелях нефтяного эквивалента («**бнэ**») (пересчитаны Компанией по коэффициенту 5,326 куб. фута на бнэ. Эти переводные коэффициенты учитывают значения удельной теплотворности каждого из газообразующих коллекторов Группы.

Фактическое количество добытых, отгруженных или проданных баррелей сырой нефти, может отличаться от показателей в эквивалент-баррелях сырой нефти, приводимых в настоящем Проспекте, так как из тонны тяжелой сырой нефти вырабатывается меньшее количество баррелей, нежели из тонны легкой сырой нефти. Для пересчета данных по другим компаниям из тонн в баррели и из кубических метров в бнэ могут использоваться разные коэффициенты.

В отношении Чинаревского месторождения Группа представила в настоящем Проспекте суммарные валовые данные доказанных, прогнозных и возможных запасов с привязкой к совокупным показателям сырой нефти, конденсата, СУГ и газа (до условий соглашения о разделе продукции в отношении Чинаревского месторождения с Республикой Казахстан). В отношении Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений, Группа представила в настоящем Проспекте суммарные данные чистых прогнозных и возможных запасов с привязкой к совокупным показателям сырой нефти, конденсата, СУГ и газа (с учетом условий соответствующих лицензий на недропользование). Данное расхождение возникло по причине того, что согласно СРП в отношении Чинаревского месторождения Группа владеет суммарными запасами, в то время как Группа имеет права только на чистые запасы по лицензиям на недропользование в отношении Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений. Эти суммарные показатели доказанных и возможных запасов не были включены в Отчет Ryder Scott за 2013 г., поэтому Группа определила эти суммы, использовав коэффициенты пересчета, указанные выше. Данные о суммарных возможных запасах, включенные в настоящий Проспект, были взяты из Отчета Ryder Scott за 2013 г.

Расхождения в терминологии

В настоящем Проспекте и в Отчете Ryder Scott за 2013 г. используется разная терминология. Например, в оценках запасов в Отчете Ryder Scott за 2013 г. делается ссылка на «продукты переработки», в то время как в настоящем Проспекте такие запасы обозначены как СУГ, включая пропан и бутан.

Сторонняя информация о рынке Группы и отрасли

Статистические данные и другие сведения, приводимые в настоящем Проспекте, в отношении нефтегазовой промышленности в Республике Казахстан были получены, если не указывается иное, из документов и других материалов, опубликованных Президентом Казахстана, Агентством Республики Казахстан по статистике, Министерством финансов Республики Казахстан, Компетентным Органом, Национальным Банком Республики Казахстан («**НБК**»), и из других общедоступных источников в Казахстане, в том числе из Годового Отчета НБК, а также из сообщений и публикаций прессы Казахстана и указов и постановлений правительства Республики Казахстан («**Правительство Казахстана**») и из Всемирного банка и Международного валютного фонда. Некоторые сведения о рынке и конкурентоспособности были почерпнуты из публикаций правительства США и других сторонних источников, включая общедоступные данные Всемирного банка, исследовательского центра The Economist Intelligence Unit, ежегодного статистического издания BP Statistical Review of World Energy, а также из сообщений и публикаций казахстанской прессы, указов и постановлений Правительства Казахстана. Что касается представленной статистической информации, аналогичная статистика может быть доступна в других источниках, хотя исходные предположения и методика и, соответственно, итоговые данные в разных источниках могут варьироваться.

Вышеописанные данные были точно скопированы в настоящем Проспекте и, насколько Компания знает и могла убедиться из информации, опубликованной этими источниками, не остались не освещенными никакие факты, отсутствие сведений о которых сделало бы скопированные данные неточными или вводящими в заблуждение. В тех случаях, когда в настоящем Проспекте используется сторонняя информация, делается ссылка на ее источник.

Настоящий Проспект содержит отобранные из внутренней информации Компании иллюстрации и диаграммы, которые не подвергались независимой проверке, за исключением случае, когда указано иное.

Без включения информации на веб-сайтах

Содержание веб-сайта Компании, любого веб-сайта, упомянутого в настоящем Проспекте, или любого веб-сайта, связанного напрямую или косвенно с этими веб-сайтами, не проверялось и не является частью настоящего Проспекта, поэтому инвесторы не должны принимать к сведению такую информацию.

Обозначение валют

Если не указано иное, в настоящем Проспекте ссылки на «Тенге» или «KZT» являются ссылками на Казахстанский тенге, законную валюту Казахстана; ссылки на «доллар США» или «долл. США» являются ссылками на доллары Соединенных Штатов, законную валюту Соединенных Штатов; и ссылки на «фунты стерлингов», «GBP» или «£» являются ссылками на законную валюту Соединенного королевства Великобритании и Северной Ирландии.

16 мая 2014 года обменный курс доллара США на KASE составлял, по сообщениям НБК, 182,03 казахстанских тенге за 1,00 долл. США. Дополнительные сведения о действующих валютных курсах указаны в Части 14 «*Финансовая информация за прошедшие периоды*».

Не делается никакого заявления о том, что суммы Тенге или долларах США, указанные в настоящем Проспекте, могли бы быть конвертированы в доллары США или Тенге, как может

быть в конкретном случае, по любому определенному курсу или конвертированы вообще. Некоторые суммы, указанные в настоящем Проспекте, подверглись корректировкам методом округления; соответственно, цифры, указанные как итоговые в некоторых таблицах, могут не соответствовать арифметической сумме цифр, которые им предшествуют.

В таблице внизу указаны максимальные, минимальные, средние и существующие на конец периода значения валютного курса Тенге, каждое из которых выражено в Тенге и рассчитано на основе обменных курсов Тенге/долл. США на KASE по данным НБК:

Год, окончившийся 31 декабря	**Макс.**	**Мин.**	**Средн.[(1)]**	**На конец периода**
		(KZT за долл. США)		
2013	154,04	150,51	153,81	154,04
2012	150,52	147,79	149,11	150,42
2011	147,99	145,45	146,62	147,90
2010	148,09	146,67	147,35	147,41

Месяц	**Макс.**	**Мин.**
	(KZT за долл. США)	
январь 2014	155,54	154,06
февраль 2014	184,95	155,46
март 2014	184,08	181,78
апрель 2014	182,07	182,01

_____

Источник: НБК

(1) Средневзвешенный курс по данным НБК за каждый месяц или год в течение соответствующего периода.

Функциональной валютой Группы являются доллары США. В качестве репрезентативной валюты Группы используется и использовался доллар США. Курсы, приведенные выше, могут отличаться от фактических курсов, использованных при подготовке финансовой информации Группы и другой информации, приводимой в настоящем Проспекте. Включение этих валютных курсов не означает, что суммы в Тенге фактически отражают такие суммы в долларах США или что такие суммы могли бы быть конвертированы в доллары США по любому определенному курсу или конвертированы вообще.

ЧАСТЬ 6
ИНФОРМАЦИЯ О СХЕМЕ

1. Введение

ГДР допущены в стандартный листинговый сегмент Официального котировального списка и допущены к торговле на Основном рынке для листинговых ценных бумаг («**Основной рынок**») Лондонской фондовой биржи (совместно далее «**Листинг ГДР**») с марта 2008 г.

20 мая 2014 г. Nostrum Oil & Gas LP («**Товарищество**») объявило о своем намерении добиваться премиального листинга, предоставляемого новой открытой компании с ограниченной ответственностью, учрежденной в Англии и Уэльсе, каковой является Компания, которая, как планируется, будет новой холдинговой компанией Группы. После Допуска Группа планирует добиваться включения Компании в индекс «Файнэншл Таймс». Директора полагают, что премиальный листинг Компании и включение ее в индекс ФТ позволят Группе расширить круг ее инвесторов и повысить ликвидность ее ценных бумаг. Также предполагается, что премиальный листинг принесет Группе еще большую известность и привлечет к ней внимание большего числа инвесторов. Компания также подаст заявку на листинг своих акций на KASE.

После Допуска Группа планирует поддерживать меры, обеспечивающие крепкое корпоративное управление, которое Компания дополнительно упрочила ввиду Схемы и Допуска (см. также Часть 9 «*Директора, старшее руководство и корпоративное управление—Корпоративное управление*»). Как обладатель премиального листинга Компания будет нести более широкие и жесткие обязательства в плане текущей отчетности и соблюдения правовых норм по сравнению с теми обязанностями, которые в настоящее время возложены на Товарищество в рамках Листинга ГДР. В частности, Компания будет обязана соблюдать дополнительные требования к отчетности и раскрытию информации в соответствии с Правилами прозрачности и раскрытия информации, Правилами листинга и Кодексом корпоративного управления, а также положениями Кодекса Сити, которые, как полагают Директора, обеспечат дополнительную прозрачность инвесторам.

Как объявлено в дату настоящего Проспекта, намеченная новая корпоративная структура создается Компанией посредством Схемы, в соответствии с которой Компания приобретет все (или практически все) активы и обязательства Группы (за исключением некоторых активов Товарищества, необходимых для выполнения непогашенных обязательств Товарищества и ожидаемых расходов по ликвидации Товарищества) в обмен на выпуск Обыкновенных акций для Генерального партнера Товарищества и распределение Товариществом Обыкновенных акций держателям долей участия, отражающих дробные части прав и обязательств всех партнеров с ограниченной ответственностью («**Коммандитные партнеры**») в Товариществе («**Общие доли участия**»), и, таким образом, держателям ГДР, после чего будет проведена ликвидация Товарищества. Условиями вступления Схемы в силу является, *кроме прочего*, внесение в договор Товарищества о создании коммандитного товарищества («**Договор о создании коммандитного товарищества**») изменений, позволяющих осуществить Схему, голосование Коммандитными партнерами «за» Схему и Допуск.

Директора полагают, что вступление Схемы в силу не повлияет на существенные активы и обязательства Группы. Кроме того, Схема не приведет к каким-либо изменениям в текущих операциях или стратегии или хозяйственной деятельности Группы, и, за исключением указанного выше, Директора полагают, что операции и хозяйственная деятельность Группа будут такими же как до, так и после вступления Схемы в силу.

Держатели Общих долей участия и ГДР («**Существующие ценные бумаги**») сохранят держание долей участия в Существующих ценных бумагах в течение переходного периода до ликвидации Товарищества, хотя не планируется никакое дополнительное распределение в отношении таких Существующих ценных бумаг и не предполагается, что держателями Существующих ценных бумаг будет реализована какая-либо дополнительная стоимость в отношении их долей участия в ГДР, в каждом случае при условии вступления Схемы в силу.

Также планируется, что, при условии вступления Схемы в силу, вся сумма кредитового остатка счета премии по акциям Компании будет аннулирована и полученный резерв будет переоформлен в качестве распределяемого резерва для обеспечения выплаты будущих дивидендов и выкупов акций Компанией в средне- и долгосрочных периодах в порядке, описанном в пункте 3.2 ниже.

Формальные и дополнительные условия Схемы изложены в Части 2 «*Предварительные и дополнительные условия Схемы*» документа с описанием Схемы, разосланного держателям Общих долей участия и ГДР («**Документ о схеме**»), и в образце доверенности, которой Коммандитные партнеры могут назначить доверенных представителей для участия в голосовании по Схеме от их имени.

2. Краткое описание Схемы

2.1 Общие сведения

В рамках Схемы будет создана новая материнская компания Группы, зарегистрированная в Соединенном королевстве, с местом регистрации в качестве налогового резидента в Нидерландах.

Схема осуществляется по следующему принципу:

За каждую Существующую ценную бумагу (вне зависимости от того, находится ли она во владении как Общая доля участия или ГДР): 1 Обыкновенная акция

Для Схемы требуется одобрение Коммандитными партнерами на специальном общем собрании Коммандитных партнеров («**Специальное общее собрание**»), чтобы (i) внести изменения в Договор о создании коммандитного товарищества, которые необходимы, чтобы сделать Схему возможной для осуществления, и (ii) проголосовать «за» Схему.

Предварительными условиями Схемы являются, кроме прочего, следующее:

(a) Схема одобрена держателями, представляющими не меньше 75% прав голоса держателей Общих долей участия, присутствующих лично и голосующих, будь то лично или через доверенного представителя, на Специальном общем собрании;

(b) специальные решения (изложенные в уведомлении о созыве Специального общего собрания в Части 7 Документа о схеме) об одобрении изменения Договора о создании коммандитного товарищества (для разрешения реализации Схемы) и ликвидации Товарищества приняты в надлежащем порядке на Специальном общем собрании большинством, но не меньше чем 75% прав голос держателей Общих долей участия, присутствующих и голосующих, поданных лично или через доверенного представителя, на Специальном общем собрании;

(c) Управление по контролю за деятельностью финансовых организаций («**УКФО**») подтвердило Компании или ее агенту (и такое подтверждение не отозвано), что заявка на допуск Обыкновенных акций в сегмент премиального

листинга Официального котировального списка одобрена и (при условии соблюдения любых условий, которым недвусмысленно подчинено такое одобрение) вступит в силу, как только УКФО выдаст уведомление о статусе торгов, и Лондонская фондовая биржа подтвердила, что Обыкновенные акции будут допущены к торговле на Основном рынке (и такое подтверждение не отозвано);

(d) получены соответствующие согласия и/или отказы от Компетентного органа и Республики Казахстан в отношении (i) приобретения Компанией долей в Nostrum Oil Coöperatief U.A. (новая промежуточная компания-держатель Группы) («**Кооп**») (такие согласия и/или отказы необходимы в отношении косвенного владения Кооп правами недропользования в Казахстане) и (ii) Доступа;

(e) выдано согласие KASE на листинг Обыкновенных акций в третьей категории раздела «Акции» официального котировального списка KASE; и

(g) Комитетом по контролю и надзору финансового рынка и финансовых организаций Национального банка Казахстана («**КФРФО**») выдано разрешение на Допуск.

Если Договор о создании коммандитного товарищества будет изменен должным образом и Схема будет одобрена необходимым большинством на Специальном общем собрании и будут выполнены другие предварительные условия Схемы, Схема предположительно вступит в силу в 18 ч. 00 мин. (по лондонскому времени) 18 июня 2014 г., которая является предполагаемой Датой вступления в силу («**Дата вступления в силу**»), и, как ожидается, сделки с Обыкновенными акциями начнутся в 8 ч. 00 мин. (по лондонскому времени) 20 июня 2014 г. Если Схема не вступит в силу не позднее 31 июля 2014 г. (или такую более позднюю дату, о которой NOGGL как Генеральный партнер Товарищества («**Генеральный партнер**») и Компания могут договориться), ее осуществление не состоится, при этом у Nostrum не будет новой материнской компании, Допуск не вступит в силу и держатели ГДР сохранят свой статус держателей листинговых ценных бумаг в Товариществе, а существующие ГДР останутся в листинге Официального котировального списка и сохранят допуск к торговле на Основном рынке.

Остальные условия являются обычными для сделки такого характера. Более подробное описание условий см. в Части 2 «*Предварительные и дополнительные условия Схемы*» Документа о схеме.

Обыкновенные акции будут выпущены для Товарищества (и затем распределены среди держателей Общих долей участия) полностью оплаченными и свободными от всех прав удержания, акционерных прав, залогов, обременений, опционов, преимущественных прав и любых других прав участия третьих лиц какого бы то ни было рода и наделенными всеми правами, приданными или получаемыми ими в настоящее время или в будущем, включая, кроме прочего, права голоса и право на получение и полное удержание всех дивидендов и других распределений (если таковые существуют), которые объявляются, осуществляются или становятся подлежащими выплате в дату или после даты вступления Схемы в силу.

Дополнительная информация об Обыкновенных акциях приводится в пункте 2 Части 17 «*Дополнительная информация*». Предварительные и дополнительные условия Схемы изложены полностью в Части 2 «*Предварительные и дополнительные условия Схемы*» Документа о схеме.

2.2 **Безотзывные обязательства**

Товариществу и Компании даны Безотзывные обязательства проголосовать «за» изменение Договора о создании коммандитного товарищества и Схему («**Безотзывные обязательства**») некоторыми Существующими держателями ценных бумаг в отношении 130 096 959 Существующих ценных бумаг в совокупности, которые составляют в сумме 69,13% существующих Общих долей участия на дату настоящего Проспекта.

Дополнительная информация о Безотзывных Обязательствах приводится в пункте 19 Части 17 «*Дополнительная информация*».

2.3 **Опционные программы**

Товарищество в настоящее время имеет одну опционную программу («**Программа фантомных опционов**»). Программа фантомных опционов предусматривает, что в случае сделки или изменения в организационной структуре Товарищества, которое повлияло бы на стоимость любого опциона, предоставленного по Программе фантомных опционов, совет директоров Генерального партнера должен, действуя разумно и объективно, дать указание Доверительному управляющему внести такие корректировки в опционы по Программе фантомных опционов, которые совет директоров сочтет необходимыми, чтобы исключить причинение ущерба Держателям опционов. В качестве такового совет директоров Генерального партнера дал указание Доверительному управляющему внести -- и Доверительный Управляющий внес -- корректировки во все существующие опционы с учетом и при условии Допуска. В дальнейшем, начиная с даты Допуска, каждый существующий опцион по Программе фантомных опционов будет правом каждого держателя получить по его осуществлении денежную сумму, равную тому, насколько (i) в дату осуществления рыночная стоимость количества закрепленных за ним Обыкновенных акций, т.е. такое же количество, что и количество ранее закрепленных за ним ГДР, превышает (ii) Номинал такого же количества Обыкновенных акций, каковой Номинал не меняется, за исключением того, что указывается в фунтах стерлингов, а не в долларах США. Дополнительная информация о Программе фантомных опционов приводится в пункте 10.2 Части 17 «*Дополнительная информация*».

3. Акционерный капитал Компании

3.1 **Обыкновенные акции**

На дату настоящего Проспекта, выпущенный акционерный капитал Компании состоит из двух Подписных акций, 100 000 Обыкновенных акций и 410 000 Погашаемых акций. После выпуска новых Обыкновенных акций (в связи с реализацией Схемы), Подписные акции будут безвозмездно приобретены Компанией и аннулированы. Предполагается, что Погашаемые акции будут погашены по их оплаченной номинальной стоимости после Допуска.

При Допуске увеличенный выпущенный акционерный капитал Компании предположительно составит 188 182 958 Обыкновенных акций плюс Погашаемые акции (исходя из предположения, что никакие новые Общие доли участия не будут выпущены в период между датой настоящего Проспекта и Временем Регистрации Схемы).

В связи со Схемой, Совет директоров намерен распределить и выпустить в совокупности 188 182 958 Обыкновенных акций (что представляет максимально количество Обыкновенных акций, которое будет необходимо, если Схема вступит в силу). Совет директоров на настоящую дату распределил и выпустил 100 000 Обыкновенных акций в качестве подготовки к реализации Схемы и листинга на KASE.

Совет директоров уполномочен, помимо прочего, распределить еще до 188 082 958 Обыкновенных акций в связи со Схемой. Обыкновенные акции, которые будут распределены в связи со Схемой были или будут выпущены проведенными как полностью оплаченные и будут *равны* во всех отношениях друг другу и иметь право на все дивиденды и другие распределения, объявляемые, осуществляемые или выплачиваемые Компанией в отношении Обыкновенных акций в дату или после даты вступления Схемы в силу. Обыкновенные акции были или будут созданы в соответствии с Законом о компаниях, будут именными и будут допускать владение, как в документарной, так и бездокументарной форме. Сразу после Допуска Обыкновенные акции будут допускать свободную передачу в соответствии с Уставом.

Устав в кратком изложении приводится в пункте 4 Части 17 «*Дополнительная информация*».

В УКФО будет подана заявка на допуск Обыкновенных акций в сегмент премиального листинга Официального котировального списка и на Лондонскую фондовую биржу с тем, чтобы Обыкновенные акции были допущены к торговле на Основном рынке. Обыкновенные акции будут зарегистрированы под международным идентификационным кодом ценной бумаги («**ISIN**») GB00BGP6Q951 и, когда будут допущены к торговле, кодом ежедневного официального реестра фондовой биржи («**SEDOL**») BGP6Q95 и присвоенным Лондонской фондовой биржей торговым обозначением NOG. Также будет подана заявка в KASE на листинг Обыкновенных акций в третьей категории раздела «Акции» официального котировального списка KASE.

Предполагается, что Допуск вступит в силу и безусловные сделки с Обыкновенными акциями начнутся 20 июня 2014 г. или приблизительно в эту дату. Ожидается, что включение существующих Обыкновенных акций в список KASE будет осуществлено 13 июня или приблизительно на эту дату (до реализации Схемы), а последующие Обыкновенные акции, которые будут выпущены в связи со Схемой, будут включены в список KASE 20 июня 2014 года, и начало торговли Обыкновенными акциями на KASE начнется в практически разумные сроки после этого.

Обыкновенные акции будут иметь номинальную стоимость в 0,01 фунт стерлингов за Обыкновенную акцию и в торговых операциях с ними на Лондонской фондовой бирже будут использоваться фунты стерлингов.

3.2 **Сокращение акционерного капитала**

Директора желают продолжить нынешнюю дивидендную политику и программу выкупа Товарищества таким способом, который является эффективным с точки зрения финансов и операций. Поэтому целью Сокращения капитала (в значении, изложенном ниже) является создание распределяемых резервов на счетах Компании для обеспечения выплат будущих дивидендов и выкупов акций Компанией в средне- и долгосрочном периодах.

В рамках Сокращения капитала планируется аннулировать всю сумму кредитового остатка счета премии по акциям Компании, возникшего в связи со Схемой, и переоформить созданный резерв в качестве распределяемого резерва, которым Компания сможет пользоваться для выплаты дивидендов или для любой другой законной цели («**Сокращение капитала**»).

Специальным решением, принятым на Общем Собрания Компании, проведенном 19 мая 2014 г., владельцы Подписных акций одобрили, при условии вступления Схемы в силу, аннулирование всей суммы кредитового остатка счета премии по акциям Компании, возникшего в связи со Схемой, и переоформление созданного резерв в качестве распределяемого резерва.

Сумма распределяемых резервов, создаваемых за счет Сокращения капитала, будет зависеть от цены, по которой Обыкновенные акции будут выпущены Компанией в соответствии со Схемой. Такие Обыкновенные акции будут выпущены по цене, равной цене ГДР при закрытии в последний день сделок с ГДР (в настоящее время предполагается, что таким днем будет приблизительно 12 июня 2014 г.), конвертированной в фунты стерлингов по существующему обменному курсу.

При условии, что никакие дополнительные Общие доли участия не будут выпущены после 16 мая 2014 года (что является последней датой, в которую это практически может быть сделано до опубликования настоящего Проспекта), в результате Сокращения капитала будет создан распределяемый резерв на сумму приблизительно 61,2 млн. фунтов стерлингов (на основании ориентировочного обменного курса 1 фунт стерлингов равен 1,68 долл. США) на счетах Компании, и у Компании останется оплаченный акционерный капитал на сумму приблизительно 63,1 миллион фунтов стерлингов (эквивалент 106 000 000 долл. США).

Сокращение капитала вступит в силу лишь при условии одобрения его Высоким судом в соответствии с Законом о компаниях. В разумный кратчайший срок Директора планируют обратиться в Высокий суд за одобрением Сокращения капитала, при условии, что Схема приобрела силу.

Поскольку Компания была учреждена недавно, у нее немного кредиторов, и, как предполагается, все они дадут согласие на Сокращение капитала. Не предполагается, что Высокий суд потребует принятия каких-либо особых мер по защите прав кредиторов, поэтому резервы, образованные за счет Сокращения капитала, будут доступны для распределения при условии соблюдения Компанией положений о распределениях Закона о компаниях.

При условии получения Допуска Сокращение капитала предположительно вступит в силу в третьем квартале 2014 г.

4. Основные особенности Схемы

4.1 Общие сведения

Новая корпоративная структура создается Компанией посредством Схемы, в соответствии с которой Компания приобретет все (или практически все) активы и обязательств Группы (за исключением приблизительно 32 млн. долл. США наличными деньгами, находящихся у Товарищества, которые необходимы для удовлетворения непогашенных обязательств Товарищества, включая расходы на реализацию Схемы, и ожидаемых расходов по ликвидации Товарищества) в обмен на выпуск Обыкновенных акций для держателей Общих долей участия и, следовательно, держателей ГДР. Условиями вступления Схемы в силу является, *кроме прочего*, внесение в Договор о создании коммандитного товарищества изменений, позволяющих осуществить Схему, голосование Коммандитными партнерами «за» Схему и соответствующие распределения активов и голосование Коммандитными партнерами «за» ликвидацию Товарищества.

Если Схема станет недействительной, в результате этого активы и обязательства Товарищества (за исключением приблизительно 32 млн. долл. США наличными деньгами, находящихся у Товарищества, которые необходимы для удовлетворения непогашенных обязательств Товарищества, включая расходы на реализацию Схемы, и ожидаемых расходов по ликвидации Товарищества) будут переданы Компании в соответствии с приобретением Компанией (и/или ее номинальным держателем) всех участнических долей в Кооп, новом кооперативе с ограниченной ответственностью, зарегистрированным в Нидерландах, который будет новой промежуточной компанией-держателем Группы, и после ликвидации Товарищества.

Непосредственно после Допуска, основными активами Компании будут участнические доли в Кооп, который будет владеть существующими активами и обязательствами Группы, кассовой наличностью для оплаты сборов и взимаемых платежей в рамках Схемы и номинальной кассовой наличностью. Непосредственно после Допуска у Компании не будет существенных обязательств, кроме обязательства, возникающих в связи с Допуском и Схемой. Директора полагают, что вступление Схемы в силу не повлияет на существенные активы и обязательства Группы. Кроме того, Схема не приведет к каким-либо изменениям в текущих операциях или стратегии или хозяйственной деятельности Группы. За исключением указанного выше, Директора полагают, что операции и хозяйственная деятельность Группы будут такими же как до, так и после вступления Схемы в силу.

4.2 **Изменения Договора о создании коммандитного товарищества**

Для осуществления Схемы необходимо внести ряд изменений в Договор о создании коммандитного товарищества. Такие изменения включают, *кроме прочего*, следующее:

- создание нового класса долей Коммандитного партнера («**Доля Особого коммандитного партнера**») с преимущественными правами на распределение дохода и капитала Товариществом;

- разрешение осуществления Схемы и урегулирование финансовых обязательств, возникших в связи со Схемой (при условии получения конкретной санкции со стороны Коммандитных партнеров), включая заключение Договора об осуществлении схемы (в значении, определенном в пункте 4.3 ниже);

- включение положений, связанных с ликвидацией Товарищества после осуществления Схемы; и

- внесение различных других последующих изменений для осуществления Схемы, соответствующих условиям Договора об осуществлении схемы.

Также планируется изменить Договор о создании коммандитного товарищества с тем. чтобы включить в него порядок обязательного приобретения в отношении случая, когда какое-либо лицо (или лица, действующие сообща) (помимо Депозитария или его назначенного лица) приобретает Общие доли участия, представляющие 90% или большую часть Общих долей участия.

Если запланированные изменения Договора о создании коммандитного товарищества не будут одобрены специальным решением на Специальном общем собрании, Схема не будет осуществлена.

Полная информация в отношении запланированных изменений Договора о создании коммандитного товарищества приводится в Специальном документе о схеме, с копией Договора о создании коммандитного товарищества (с учетом предлагаемых изменений) можно ознакомиться на веб-сайте Товарищества по адресу www.nostrumoilandgas.com.

4.3 **Механизм осуществления Схемы**

Для того чтобы создать новую корпоративную структуру способом, который является и оптимальным в плане налогов, и приемлемым для соблюдения требований закона, Схему планируется осуществить в несколько этапов, которые предположительно будут выполнены за один рабочий день до предполагаемой даты Допуска.

Если пороговая величина, необходимая для одобрения осуществления Схемы, будет достигнута на Специальном общем собрании и будут одобрены изменения Договора о создании коммандитного товарищества, Схема будет осуществлена в полном объеме без какого-либо дополнительного действия со стороны держателей

Существующих ценных бумаг и будет иметь обязательную силу для всех держателей Существующих ценных бумаг, вне зависимости от того, проголосовали они «за» Схему или нет.

От Держателей Существующих ценных бумаг не потребуется какое-либо действие для осуществления Схемы, кроме голосования «за» изменения к Договору о создании коммандитного товарищества и Схему на Специальном общем собрании. Согласно условиям Договора о создании коммандитного товарищества (в случае его изменения), Генеральный партнер будет уполномочен подписать все документы и выполнить все действия для осуществления Схемы.

В связи со Схемой Генеральный партнер и/или Компания осуществил(а/и) или осуществит(ят) следующие действия:

- Товарищество создало Кооп, новый кооператив с ограниченной ответственностью, зарегистрированный в Нидерландах, с участническим капиталом в размере 1 001 000 долл. США (при этом Генеральный партнер является вторым номинальным участником).

- Кооп в рамках внутрикорпоративной реорганизации группы Товарищества приобретет все активы и обязательства, кроме внутрикорпоративного кредита, предоставленного Товариществом в адрес Zhaikmunai Netherlands B.V. (дочерняя компания Товарищества) («**Внутрикорпоративный кредит**»), который равен 106 000 000 долл. США, и некоторых других активов Товарищества, необходимых для оплаты неисполненных обязательств Товарищества (включая комиссии и затраты в отношении Реорганизации) и ожидаемых расходов на ликвидацию Товарищества (сумму приблизительно, составляющую 32 млн. долл. США наличными деньгами). Кооп в результате станет новой промежуточной компанией-держателем Группы.

- Товарищество и номинант подписались на 100 000 Обыкновенных акций по состоянию на дату выпуска Проспекта. До реализации Схемы, Товарищество будет приобретать Обыкновенные акции у номинального держателя и подпишется еще на 188 082 958 Обыкновенных акций, в результате чего, Товарищество будет владеть 188 182 958 Обыкновенных акций в Компании (эквивалентно числу Общих долей участия, выпущенных Товариществом на данный момент), на общую сумму подписки в размере 106 000 000 долл. США.

- Компания, Кооп, Товарищество, Генеральный партнер, NOGGL и VTB Capital plc («**ВТБ**») заключили договор на осуществление Схемы («**Договор об осуществлении схемы**»), который вступает в силу при условии принятия всех решений Коммандитными партнерами на Специальном общем собрании. Краткое изложение условий Договора об осуществлении схемы приводится в пункте 12.4(a) Части 17 «*Дополнительная информация*».

- Компания и ВТБ заключили кредитный договор («**Кредитный договор PLC**») и NOGGL (действующая от своего имени) и ВТБ заключили кредитный договор («**Кредитный договор NOGGL**», совместно с Кредитным Договором PLC -- «**Кредитные договоры**»), в соответствии с которыми ВТБ будет предоставлять денежные средства Компании и NOGGL в кредит «на день» (intra-day) для финансирования приобретения Группой в соответствии со Схемой. Краткое изложение условий Кредитных Договоров приводится в пунктах 12.4(b) и (c) Части 17 «*Дополнительная информация*».

- До проведения Специального общего собрания Компания подаст заявку на KASE для допуска Обыкновенных акций в третью категорию раздела «Акции» официального котировального списка KASE. До или получения подтверждения от

KASE в отношении ее согласия на листинг на KASE, Товарищество сделает объявление с указанием Времени регистрации Схемы, и после Времени регистрации Схемы любую Общую долю участия нельзя будет передать, продать или распорядиться ею иначе.

- Как ожидается в настоящее время, Время регистрации Схемы наступит в 17:00 17 июня 2014 года, в дату Специального общего собрания.

- В рабочий день, следующий за Временем регистрации Схемы, NOGGL в соответствии с Кредитным договором NOGGL получит 106 000 000 долл. США от ВТБ в качестве кредита «на день» («**Сумма подписки Особого коммандитного партнера**») и подпишется на Долю участия Особого коммандитного партнера в Товариществе на сумму 106 000 000 долл. США. Доля участия Особого коммандитного партнера наделяет Особого коммандитного партнера преимущественным правом на получение распределений или возвратов капитала Товариществом, будь то при ликвидации Товарищества или иначе, по отношению к держателям Общих долей участия (кроме распределения Обыкновенных акций в связи со Схемой).

- Товарищество распределит такие полностью оплаченные Обыкновенные акции держателям Общих долей участия из расчета одна Обыкновенная акция за каждый находящийся в держании Общая доля участия.

- После такого распределения Компания в соответствии с Кредитным договором PLC получит от ВТБ в качестве кредита «на день» сумму («**Сумма подписки**»), равную (i) рыночной капитализации Товарищества на момент окончания рабочего дня в дату Специального общего собрания («**Сумма подписки Кооп**») за вычетом (ii) Суммы Подписки Особого коммандитного партнера, для того, чтобы оплатить приобретение Кооп. На 16 мая 2014 года (наиболее позднюю дату до публикации настоящего Проспекта Сумма подписки, таким образом, составит приблизительно 1,729 млн. долл. США.

- Компания сделает взнос в капитал Кооп в размере, равном Сумме подписки Кооп, становясь держателем не меньше 99,9% участнических долей в Кооп и новой холдинговой компании Группы.

- Кооп осуществит возврат участнического капитала Компании на сумму, равную Сумме подписки, и Компания использует такие средства на погашение кредита, полученного от ВТБ по Кредитному Договору PLC, на сумму, равную Сумме подписки.

- Товарищество и Генеральный партнер продадут свои оставшиеся номинальные доли в Кооп Компании (или существующей дочерней компании Компании) с тем, чтобы Кооп стала 100% дочерним предприятием Компании.

- Компания купит Долю Особого коммандитного партнера у NOGGL за сумму, равную Сумме подписки Особого коммандитного партнера. NOGGL направит средства, полученные от такой продажи, на погашение своего кредита на сумму, равную Сумме подписки Особого коммандитного партнера, полученного от ВТБ по Кредитному договору NOGGL. Затем Компания осуществит вклад Доли Особого коммандитного партнера в Кооп.

- Товарищество впоследствии предоставит Внутрикорпоративный кредит в адрес Кооп как Особому коммандитному партеру, после чего Кооп приобретет (или будет уполномочен приобрести) все активы и примет на себя (или будет обязан принять на себя) все обязательства Товарищества в соответствии со Схемой (но не в отношении некоторых договорных обязательств по Договору об осуществлении

схемы и денежных средств, необходимых для реализации Схемы и проведения ликвидации Товарищества).

- **Схема вступит в силу в этот момент.**

- После вступление в силу Схемы Компания подаст заявку КФРФО для получения разрешения осуществить листинг Обыкновенных акций на Лондонской фондовой бирже.

- После получения подтверждения от КФРФО в отношении согласия на Допуск, Компания уведомит УКФО о том, что все действия по осуществлению Реорганизации завершены.

Предполагается, что все суммы, причитающиеся ВТО с Компании и NOGGL по Кредитным договорам, будут возвращены в тот же день, т.е. за два рабочих дня перед Допуском. Предполагается, что Допуск и допуск всех Обыкновенных акций в третью категорию раздела «Акции» официального котировального списка KASE («**Допуск KASE**») произойдет в приблизительно один и тот же рабочий день.

После Допуска и в соответствии с одобрением, данным на Специальном общем собрании, Генеральный партнер ликвидирует Товарищество. Ожидается, что Допуск и листинг на KASE произойдет в один и тот же либо в ближайшие рабочие дни.

Если пороговая величина, необходимая для одобрения осуществления Схемы, не будет достигнута на Специальном общем собрании Товарищества или если специальное решение о ликвидации Товарищества после осуществления Схемы не будет принято на Специальном общем собрании, Схема не будет осуществлена.

Держатели Существующих ценных бумаг сохранят свои доли в Существующих ценных бумагах в течение переходного периода после Допуска до ликвидации Товарищества. Не планируется никакое дополнительное распределение в отношении таких Существующих ценных бумаг и не предполагается, что держателями Существующих ценных бумаг будет реализована какая-либо дополнительная стоимость в отношении их долей участия в ГДР после Допуска.

Товарищество будет делать периодические объявления в отношении продвижения работы по осуществлению Схемы, в том числе тогда, когда Схема вступит в силу.

4.4 Изменения Схемы

В измененном Договоре о создании коммандитного товарищества будет содержаться положение о праве Генерального партнера на внесение изменений или дополнений, а также дополнительных условий в Схему, при условии получения согласия Компании по условиям Договора об осуществлении схемы. Генеральный партнер не должен одобрять или вносить любую модификацию, добавление или условие в Схему, которое (с согласия Компании) (i) может быть значимым для интересов Коммандитных партнеров или Держателей ГДР, если Коммандитным партнерам и Держателям ГДР не было направлено предварительное уведомление за разумный срок о такой модификации, добавлении или условии, или (ii) если оно создаст обязательства или увеличит размер обязательств Коммандитных партнеров или Держателей ГДР (кроме как ввиду их прямого или косвенного участия в Товариществе), без предварительного одобрения на общем собрании путем принятия специального решения. Генеральный партнер только сам решит, запрашивать ли согласие у Коммандитных партнеров на их следующем собрании. Аналогичным образом, если на рассмотрение выносится модификация, добавление или условие, которое, по мнению, Генерального партнера, в силу своего характера или важности требует получения согласия Коммандитных партнеров на следующем собрании, Генеральный партнер не будет осуществлять

действия, необходимые для вступления Схемы в силу, если и до тех пор пока такое согласие не будет получено.

Измененный Договор о создании коммандитного товарищества также будет содержать положение, предусматривающее, что в случае, если такой договор изменяется или принимается его новая редакция, как предусмотрено в измененном Договоре о создании коммандитного товарищества, однако при этом не проводится реструктуризация или повторный Листинг, как предусмотрено в Проспекте по Схеме и Договоре об осуществлении Схемы, Генеральный партнер может предпринять такие действия, действуя разумно и добросовестно, которые он сочтет надлежащими, при условии, что Генеральный партнер не будет предпринимать каких-либо действий, которые создадут или увеличат размер обязательств для Генерального партнера или Держателей ГДР, без предварительного одобрения на общем собрании путем принятия специального решения.

4.5 Предварительные условия осуществления Схемы

Условием осуществления Схемы является предварительное выполнение следующих действий:

(a) Схема одобрена держателями, представляющими не меньше 75% прав голоса держателей Общих долей участия, во время присутствия и голосования лично или через доверенного представителя на Специальном общем собрании;

(b) специальные решения (которые изложены в уведомлении о созыве Специального общего собрания в части 7 Документа о схеме) об одобрении изменения Договора о создании коммандитного товарищества (разрешающего осуществить Схему) и ликвидации Товарищества в надлежащем порядке приняты на Специальном общем собрании большинством присутствующими и голосующими держателями Общих долей участия, владеющих не менее чем 75% прав голоса, поданных либо лично, либо через доверенного представителя на Специальном общем собрании;

(c) УКФО подтвердило Компании или ее агенту (и такое подтверждение не отозвано), что заявка на допуск Обыкновенных акций в сегмент премиального листинга Официального котировального списка одобрена и (при условии соблюдения любых условий, которым недвусмысленно подчинено такое одобрение) вступит в силу, как только УКФО выдаст уведомление о статусе торгов, и Лондонская фондовая биржа подтвердила, что Обыкновенные акции будут допущены к торговле на Основном рынке (и такое подтверждение не отозвано) («**Уведомление о предварительном допуске**»);

(d) согласие Компетентного органа на (i) реорганизацию Группы, включая выпуск Обыкновенных акций и приобретение Компанией участнических долей в Кооп получено (каковое согласие требуется в отношении косвенного владения Кооп правами недропользования в Казахстане) и (ii) торговым операциям в отношении Обыкновенных акциях на Основном рынке Лондонской фондовой биржи («**Согласие МНГ**»);

(e) отказ Республики Казахстан от ее преимущественного права в отношении (i) приобретения Компанией участнических долей в Кооп (каковое преимущественное право возникает в отношении косвенного владения Кооп правами недропользования в Казахстане) и (ii) Допуска («**Отказ от права РК**»); и

(f) выдача согласия KASE для листинга на KASE и получения разрешения на Допуск от КФРФО.

На дату настоящего Проспекта Компания получила соответствующие подтверждения от Министерства нефти и газа Казахстана и, следовательно, выполнила условия в отношении Согласия МНГ и Отказа от прав РК.

Осуществление Схемы также зависит от того, будут ли соблюдены некоторые другие условия, относящиеся к хозяйственной деятельности Группы, которые являются обычными для сделки такого характера. Дополнительное описание таких условий приводится в Части 2 «*Предварительные и дополнительные условия Схемы*» Документа о схеме.

Директора Генерального партнера не будут выполнять необходимые действия для осуществления Схемы, если вышеперечисленные условия не соблюдены или (если возможно) не получено освобождение от их соблюдения и если в соответствующий момент времени они не сочтут, что необходимость осуществления Схемы по-прежнему отвечает в полной мере интересам Товарищества и Коммандитных партнеров.

Если Договор о создании коммандитного товарищества будет изменен в должном порядке и Схема одобрена необходимым большинством на Специальном общем собрании и соблюдены другие предварительные условия Схемы, Схема предположительно вступит в силу в 18 ч. 00 мин. (по лондонскому времени) 18 июня 2014 г., которое является предположительной Датой вступления в силу, и сделки с Обыкновенными акциями предположительно начнутся 8 ч. 00 мин. (по лондонскому времени) 20 июня 2014 г. Если Схема не вступит в силу не позднее 31 июля 2014 г. (или такую более позднюю дату, о которой Генеральный партнер и Компания могут договориться), ее осуществление не состоится, при этом у Nostrum не будет новой материнской компании, Допуск не вступит в силу и держатели ГДР сохранят свой статус держателей ценных бумаг в Товариществе, а существующие ГДР останутся в листинге Официального котировального списка и сохранят допуск к торговле на Основном рынке.

4.6 Результаты Схемы

Компания является новой учрежденной компанией, ценные бумаги которой не участвовали в торговле со времени ее учреждения, и до вступления Схемы в силу она не будет иметь собственных существенных активов или нести какие-либо обязательства, за исключением обязательств, возникающих в связи с предлагаемым осуществлением Схемы. Если Схема вступит в силу, Компания станет новой материнской компанией Группы и ее консолидированными активами, обязательствами и доходами будут консолидированные активы, обязательства и доходы Группы.

В соответствии со Схемой, Коммандитные партнеры и/или Держатели ГДР получат Обыкновенные акции в количестве, эквивалентном количеству Общих долей участия и/или ГДР, которыми они владеют на Время регистрации схемы. После осуществления Схемы и ликвидации Товарищества держатели Общих долей участия (в том числе в форме ГДР) фактически обменяют свои части Общих долей участия (или ГДР, в зависимости от конкретного случая) в Товариществе на Обыкновенные акции в Компании.

Пропорциональное право Коммандитных партнеров и Держателей ГДР на участие в капитале и доходе Группы не будет затронуто в результате осуществления Схемы или Сокращения капитала. Коммандитные партнеры и/или Держатели ГДР не получат какую-либо сумму наличными в соответствии с условиями Схемы, равно как от них не потребуется уплата каких-либо денежных средств для получения Обыкновенных акций.

Держатели ГДР сохранят свои доли в ГДР в течение переходного периода после Допуска и до ликвидации Товарищества, хотя не планируется никакое дополнительное распределение в отношении таких ГДР и не предполагается, что держателями ГДР будет реализована какая-либо дополнительная стоимость в отношении их долей участия в ГДР.

5. Предпосылка и причины осуществления Схемы

Компания зарегистрирована в качестве юридического лица в Англии и Уэльсе и имеет целью и запланирована быть налоговым резидентом Нидерландов (так как таковым ныне является Товарищество). В результате Схемы, если она будет осуществлена, Компания будет учреждена как материнская компания Группы, ее акции после вступления Допуска в силу будут допущены к листингу в сегменте премиального листинга Официального котировального списка и к торговле на Основном рынке Лондонской фондовой биржи. Совет директоров Генерального партнера разделяет мнение Совета директоров о том, что это наиболее подходящая структура для Группы.

Совет директоров Генерального партнера полагает, что учреждение Компании в качестве материнской компании Группы и ее листинг в сегменте премиального листинга Официального котировального списка должны принести ей дополнительную известность среди международных инвесторов, повысят ликвидность ее ценных бумаг и позволят Группе стать приемлемой для включения в индекс FTSE UK Index Series во второй половине 2014 г. и еще раз доказать свою приверженность высоким стандартам управления и контроля, которых она придерживается в своей хозяйственной деятельности.

6. Влияние предложений на хозяйственную деятельность, стратегию, работников и руководство Товарищества

Схема не приведет к каким-либо изменениям в текущих операциях и хозяйственной деятельности Группы или ее стратегии.

Компания (которая была учреждена 3 октября 2013 г. специально для того, чтобы стать новой материнской компанией Группы) не имеет никаких существенных активов или обязательств, кроме тех, которые возникают в связи со Схемой. На момент вступления Схемы в силу Компания не будет владеть каким-либо существенными активами, кроме участнических долей в Кооп (предполагаемая новая промежуточная компания-держатель Группы) и не будет иметь никаких существенных обязательств, кроме тех, которые возникают в связи со Схемой. Директора предполагают, что существенные активы и обязательства Группы останутся по существу незатронутыми вступлением Схемы в силу.

За исключением случаев, указанных выше, Директора предполагают, что Группа будет вести такую же коммерческую и производственную деятельность в тех же географических районах как до, так и после вступления Схемы в силу.

Существующие права руководителей и персонала Группы как ее наемных работников будут так же гарантированы и полученные права и льготы руководителей и персонала Группы будут всегда защищены в такой же степени как непосредственно перед вступлением Схемы в силу, так и после него.

7. Приостановление листинга и делистинг ГДР

Чтобы определить список держателей Общих долей участия и ГДР, которые будут вправе получать Обыкновенные акции в рамках Схемы, Товарищество подало заявку в УКФО и на Лондонскую фондовую биржу о приостановке Листинга ГДР в соответствии с Правилами листинга и Стандартами допуска и раскрытия информации начиная с момента закрытия торгов на Лондонской фондовой бирже за три торговых

дня до Даты регистрации Схемы. Данное приостановление предназначено для того, чтобы все перечисления ГДР посредством Лондонской фондовой биржи до такого приостановления надлежащим образом отражались в реестре владельцев ГДР до Даты регистрации Схемы.

После такой приостановки держатели ГДР смогут передавать или иным образом распоряжаться своими правами на ГДР, но не смогут осуществлять передачи своих ГДР на Лондонской фондовой бирже. Держатели ГДР должны знать, что любые перечисления ГДР после приостановления торгов ГДР на Лондонской фондовой бирже могут быть обеспечены недостаточным временем для таких переводов и их надлежащего отображения в реестре владельцев ГДР до Даты регистрации Схемы и благодаря чему обеспечить свое право на получение Обыкновенных акций. Ожидается, что приостановление продлится пять рабочих дня, чтобы позволить обновить реестр владельцев ГДР, позволить Товариществу осуществить Схему, провести Реорганизацию и получить необходимые согласования регулирующих органов до начала торгов Обыкновенными акциями, которые запланированы на второй рабочий день после вступления в силу Схемы.

Товарищество также подало заявление в УКФО и на Лондонскую фондовую биржу на аннулирование Листинга ГДР в соответствии с Правилами листинга и Стандартами допуска и раскрытия информации. Такое аннулирование будет осуществлено только в том случае, если Схема вступила в силу и Допуск состоялся.

Если Схема вступит в силу, держатели ГДР смогут передать или иначе распорядится своими долями в ГДР, но не смогут уступить свои ГДР и получить лежащие в основе Общие доли участия, и Генеральный партнер не будет регистрировать любую передачу, продажу или распоряжение Общими долями участия.

После делистинга ГДР Товарищество будет ликвидировано в соответствии с условиями измененного Договора о создании коммандитного товарищества, при этом программа ГДР будет завершена в соответствии с условиями депозитного соглашения в отношении ГДР и условиями ГДР. Держатели существующих ГДР сохранят свои доли в ГДР в течение переходного периода до ликвидации Товарищества, хотя не планируется никакое дополнительное распределение в отношении таких ГДР? не предполагается, что держателями ГДР будет реализована какая-либо дополнительная стоимость в отношении их долей участия в ГДР и они не смогут уступить свои ГДР для получения Общей доли участия.

Если Схема не состоится или ее осуществление будет свернуто, Товарищество намерено поддерживать Листинг ГДР, при этом Товарищество подаст заявки в УКФО и на Лондонскую фондовую биржу в отношении восстановления Листинга ГДР в максимально короткие сроки после такого неосуществления или свертывания.

8. Листинг, сделки, сертификаты акций и расчеты

В УКФО будет подана заявка на допуск не более 188 182 958 Обыкновенных Акции в сегмент премиального листинга Официального котировального списка и на Лондонскую фондовую биржу -- на допуск Обыкновенных акций к торговле на Основном рынке Лондонской фондовой биржи. Также будет подана заявка в KASE на допуск Обыкновенных акций в третью категорию раздела «Акции» официального котировального списка KASE.

Последним днем передачи Общих долей участия предположительно будет приблизительно 17 июня 2014 г. **Товарищество подтвердит Время Регистрации Схемы (и предполагаемую приостановку листинга ГДР на Лондонской фондовой бирже) согласно Службе нормативно-справочной информации**. Как предполагается,

Допуск вступит в силу и сделки с Обыкновенными акциями начнутся 8.00 20 июня 2014 г. Если Допуск состоится, листинг ГДР будет аннулирован до начала торговли Обыкновенными акциями.

Если Схема будет одобрена на Специальном общем собрании, то в этом случае со Времени Регистрации Схемы (предположительно 17.00 17 июня 2014 г.), (включительно) держатели ГДР не смогут передавать и иначе распоряжаться своими долями в ГДР, но не смогут больше переводить свои ГДР в электронный формат и получать лежащие в основе Общие доли участия, и Генеральный партнер не будет регистрировать любую передачу, продажу или распоряжение Общими долями участия. Любая передача ГДР после Времени Регистрации Схемы предоставит соответствующему цессионарию право на получение Обыкновенных акций согласно Схеме.

В случае вступления в силу Схемы все сертификаты, удостоверяющие права на Общие доли участия или ГДР в документарной форме, будут действовать и сохранят обязательную силу в отношении такого долевого владения, но держатель должен будет сохранять их до прекращения действия договора о выпуске депозитарных расписок в отношении ГДР и ликвидации Товарищества, однако уступка ГДР для получения Общих долей участия или уступка Общих долей участия не будут разрешены после вступления в силу Схемы.

Все документы, сертификаты или другие сообщения, направленные со стороны, в адрес или от имени держателей Существующих ценных бумаг или согласно указанию таких лиц будут направляться под их ответственность и могут посылаться по почте.

Будет подана заявка на допуск Обыкновенных акций в систему CREST для целей расчетов и передачи. Система Euroclear требует, чтобы Компания подтвердила ей соблюдение определенных условий, установленных Правилами CREST, до того, как Euroclear допустит какую-либо ценную бумагу в CREST. Предполагается, что эти условия, будут соблюдены в отношении Обыкновенных акций до допуска Обыкновенных акций в Официальный котировальный список. В кратчайший возможный срок после соблюдения таких условий Компания подтвердит это Euroclear.

При соблюдении условий, указанных в пункте 4.5 выше, от которых зависит осуществление Схемы, Обыкновенные акции, на которые Коммандитные партнеры и Держатели ГДР имеют право согласно Схеме (как может быть в конкретном случае), будут получены следующим образом:

(a) В той степени, в которой право на получение возникает в результате держания Общих долей участия в документарной форме во Время регистрации схемы, Обыкновенные акции будут переданы в документарной форме на имя соответствующего Коммандитного партнера. Окончательные сертификаты Обыкновенных акций будут направлены заказной корреспонденцией (или таким другим способом, который будет определен Компанией) в течение 14 дней после Даты регистрации схемы на адрес, указанный в Реестре (или, в случае совместных держателей, на адрес того из них, чье имя значится первым в Реестре такого совместного долевого владения), или в соответствии с любыми особыми указаниями в отношении сообщений, и ни Компания, ни Товарищество не будет отвечать за любую потерю или задержку в пересылке сертификатов, направленных таким способом, и риск пересылки таких сертификатов будет нести лицо, имеющее право на их получение.

Временные документы, подтверждающие права собственности, не будут выданы до отправки по почте новых окончательных сертификатов акций. Лица, желающие зарегистрировать передачи Обыкновенных акций до выдачи

выпуска новых сертификатов акций, должны будут переслать заполненную форму передачи регистратору Компании для удостоверения и регистрации.

(b) В той степени, в которой право на получение возникает в результате держания ГДР в бездокументарной форме в системе Euroclear или Cleastream во Время регистрации схемы, Обыкновенные акции будут зачислены в CREST на счет CREST через систему Euroclear, при этом системы Euroclear или Clearstream, в зависимости от ситуации, зачислят на соответствующий счет каждого держателя ГДР, обладающего ГДР по Положению S в системе Euroclear или Clearstream, право такого держателя ГДР на Обыкновенные акции. Держатели ГДР, обладающие ГДР по Правилу 144A получат соответствующие Обыкновенные акции в документарной форме. Держатели ГДР, обладающие ГДР по Положению S через ДТК, при условии предоставления необходимой информации Депозитарию, могут выбрать получение соответствующих Обыкновенных акций на счет CREST, или в противном случае (если будет выбрано, или никакого выбора не будет сделано или не будет предоставлено информации о счете CREST) должны получить соответствующие Обыкновенные акции в документарной форме.

Расчеты будут производиться через Euroclear, Clearstream или CREST в Дату вступления в силу или в ближайший возможный срок после нее, но так или иначе в течение 14 дней после Даты регистрации схемы, в соответствии с порядком, установленным CREST.

Вне зависимости от чего-либо, изложенного выше, или любого другого положения настоящего Проспекта или любого другого документа, связанного с Обыкновенными акциями, Генеральный партнер и Компания сохраняют право передать любые Обыкновенные акции, на которые подана заявка, в документарной форме. В обычных обстоятельствах это право может быть использовано только в случае какой-либо приостановки, сбоя или отказа в работе системы CREST (или любой части CREST) или в оборудовании или системах, которые обслуживаются Регистратором в связи с CREST. Это право также может быть осуществлено, если верные реквизиты в отношении *добросовестных* требований участника рынка (такие как идентификационный номер участника CREST и идентификационных реквизитов участия в CREST) не будут предоставлены в соответствии с запросом на любом бланке заявки в отношении Обыкновенных акций.

Держателям ГДР, которые являются спонсируемыми участниками CREST, планирующими получить Обыкновенные акции на счет в CREST, следует обратиться к своему CREST-спонсору в связи с действиями, которые необходимо осуществить в связи с настоящим Проспектом.

9. Существующие иностранные Держатели ценных бумаг

Результаты Схемы и получение настоящего Проспекта Существующими держателями ценных бумаг, которые являются резидентами или имеют местонахождение или являются гражданам или поданными юрисдикций, находящихся за пределами Соединенного королевства и о. Мэн («**Иностранные лица**»), могут затрагиваться законодательством соответствующих юрисдикций. Такие Иностранные лица должны навести справки и соблюдать все применимые требования закона.

Любой получатель настоящего Проспекта обязан убедиться, что он в полной мере соблюдает законодательство соответствующей юрисдикции в связи со Схемой и получением настоящего Проспекта, включая получение согласий со стороны государственных органов, органов валютного регулирования или других согласий, которые могут требоваться, и/или соблюдение других необходимых формальностей,

которые требуется выполнить, и уплату любых налогов на эмиссию, передачу или других налогов, подлежащих уплате в такой юрисдикции.

Если в отношении любого Иностранного лица Компании становится известно, что выделение и выпуск Обыкновенных акций нарушит или может нарушить законодательство любой юрисдикции, находящейся за пределами Соединенного королевства и о. Мэн, или потребует или может потребовать от Компании получения любого согласия государственных органов или другого согласия или любой регистрации или постановки на учет или соблюдения другой формальности, которую, по мнению Компании, она не сможет выполнить или которую она считает излишне обременительной, то Схема в таком случае предусматривает возможность для Компании принять решение, что либо: (a) право Коммандитных партнеров или Держателей ГДР на Обыкновенные акции в соответствии со Схемой будет предоставлено такому лицу и затем продано от его имени в разумный кратчайший срок по наилучшей цене, которую можно разумно добиться на момент продажи, и при этом чистая выручка от продажи будет перечислена владельцу акций, либо (b) что право Коммандитных партнеров или Держателей ГДР на Обыкновенные акции будет предоставлено номинальному держателю такого владельца акций, назначенному Компанией, и затем продано, и при этом чистая выручка от продажи будет перечислена соответствующему владельцу акций. Риск любого перечисления чистой выручки от продажи, указанного в настоящем пункте, относится на соответствующего держателя.

Иностранные лица должны проконсультироваться со своими собственными консультантами по вопросам права и налогам в отношении правовых и налоговых последствий Схемы применительно к их личным обстоятельствам.

10. Дивиденды

Обыкновенные акции, выпускаемые в соответствии со Схемой, будут *равными* во всех отношениях любым Обыкновенным акциям, которые являются выпущенными во Время регистрации схемы, и будут наделены полным правом на все дивиденды и распределения, которые осуществляются, выплачиваются или объявляются после Времени регистрации схемы в отношении обыкновенного акционерного капитала Компании.

Совет директоров планирует продолжить нынешнюю политику Товарищества по выплате дивидендов; в то же время Совет директоров будет постепенно пересматривать ее по мере достижения стратегических промежуточных этапов, намеченных Группой.

В связи с этим Совет директоров утвердил реализацию текущей политики распределения дохода с намерением ежегодно выплачивать не менее 20% консолидированной чистой прибыли Группы. Эта политика отражает желание Компании подтвердить рост и получение дохода обязательно присущими ее деятельности.

Схема способна вступить в силу только после выплаты дивидендов в расчете 0.35 долл. США за одну Общую долю участия, объявленных Товариществом 9 мая 2014 года и, соответственно, Обыкновенные акции не будут иметь никакого права на получение выплаты этих дивидендов.

11. Налогообложение

Коммандитным партнерам следует обратить внимание на Часть 3 «*Налогообложение*» Документа о Схеме, который содержит некоторые заявления относительно налогообложения. Такие заявления в отношении налогообложения имеют исключительно общий характер, и Коммандитные партнеры, у которых имеются какие-

либо сомнения в отношении их собственного налогового статуса, должны безотлагательно проконсультироваться у соответствующего профессионального консультанта.

12. Выпуски облигаций

Планируется, что в Дату вступления в силу или после нее Компания примет на себя обязанности гаранта по Новым облигациям 2019 г. и Облигациям 2019 г., для чего заключит дополнительные облигационные соглашения в отношении каждого такого облигационного выпуска. Для осуществления Схемы не требуется согласие держателей облигаций ни по условиям Новых облигаций 2019 г., ни по условиям Облигаций 2019 г.

13. Дополнительная информация

Условия и положения Схемы изложены полностью в Части 2 «*Предварительные и дополнительные условия Схемы*» Документа о схеме. Существующим держателям ценных бумаг следует обратить внимание на факторы риска, описанные в Части 2 «*Факторы риска*», условия и положения Схемы, изложенные в Части 2 «*Предварительные и дополнительные условия Схемы*» Документа о схеме, сведения о Группе, приводимые в Части 17 «*Дополнительная информация* «, некоторую финансовую информацию о Группа, изложенную в Части 14 «*Финансовая информация за прошедшие периоды*» и Части 12 Части 12 «*Обзор производственной деятельности и финансовых операций*».

ЧАСТЬ 7
ИНФОРМАЦИЯ О ГРУППЕ

Обзор

Nostrum является независимым нефтегазовым предприятием, занимающимся разведкой и добычей нефтегазовых продуктов на северо-западе Казахстана. Nostrum, через свою дочернюю компанию со 100-% косвенным участием ТОО «Жаикмунай», является собственником и оператором четырех месторождений в Казахстане: Чинаревского месторождения, а также Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского разрабатываемых месторождений. Основным месторождением и Лицензионным участком Группы является Чинаревское месторождение, расположенное в северной части богатого нефтью Прикаспийского бассейна.

За год, истекший 31 декабря 2013 года совокупный доход, EBITDA и чистый поток денежных средств от осуществления хозяйственной деятельности Группы составили 895 миллионов долл. США, 551 миллионов долл. США и 357 миллионов долл. США, соответственно. За год, истекший 31 декабря 2012 года совокупный доход, EBITDA и чистый поток денежных средств от осуществления хозяйственной деятельности Группы составили 737 миллионов долл. США, 457 миллионов долл. США и 292 миллионов долл. США, соответственно. Среднесуточная добыча Группы составила 46 178 бнэ/сут и 36 940 бнэ/ сут за год, истекший 31 декабря 2013 года, и за год, истекший 31 декабря 2012 года, соответственно.

Чинаревское месторождение, площадь которого составляет примерно 274 кв. км., расположено в Западно-Казахстанской области около границы между Казахстаном и Россией, и вблизи основных международных железнодорожных линий в и из Казахстана, а также поблизости от нескольких основных нефтегазовых трубопроводов. С 2007 года и по настоящее время Чинаревское месторождение являлось для Nostrum основным источником добычи. Согласно Отчету Ryder Scott 2013 года, по состоянию на 31 августа 2013 года расчетный объем суммарных доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составил 483,3 млн. бнэ, из которых 193,2 млн. барр. составляла сырая нефть и конденсат, 72,4 млн. барр. составлял СУГ и 216,8 млн. бнэ составлял товарный газ. Согласно Отчету Ryder Scott 2013 года, Чинаревское месторождение также содержит примерно 76,2 млн. бнэ суммарных возможных углеводородных запасов.

Производственные объекты Nostrum располагаются на Чинаревском месторождении и состоят из установки подготовки 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, вахтовый поселок для работников и установку подготовки газа. Первая очередь установки подготовки газа, состоящая из двух блоков, была выведена на полную производственную мощность в 2011 году и позволила Nostrum производить товарный жидкий конденсат (продукт более легкий, чем сырая нефть марки Brent) и СУГ из газоконденсатного потока.

После успешного завершения первой очереди установки подготовки газа, состоящей из двух блоков, Nostrum намерено построить третий блок установки подготовки газа к середине 2016 года. Руководство в настоящее время оценивает, что общая стоимость строительства настоящего проекта не превысит 500 млн. долл. США (из которых к 31 декабря 2013 года уже было потрачено 29,7 млн. долл. США) и будет финансироваться за счет денежных средств, получаемых от производственной деятельности.

24 мая 2013 года Группа уведомила Компетентный орган о завершении приобретения за 17 млн. долл. США трех разрабатываемых нефтегазовых месторождений, Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского, также расположенных в Прикаспийском бассейне к северо-западу от Уральска, на расстоянии примерно 50 - 105 километров от Чинаревского

месторождения. Площадь этих разрабатываемых месторождений составляет примерно 139 кв. км. Согласно Отчету Ryder Scott 2013 года, по состоянию на 31 августа 2013 года расчетный объем чистых вероятных запасов углеводородов на этих трех месторождениях составил 98,2млн. бнэ и дополнительные 33,6 млн. бнэ чистых возможных запасов углеводородов.

Сильные стороны

Директоры полагают, что основными сильными сторонами Группы являются:

- *Существенная база запасов*

  В соответствии с Отчетом Ryder Scott 2013 года, по состоянию на 31 августа 2013 года, расчетный объем суммарных доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составлял 483,3 млн. бнэ. Указанные оценочные запасы включают доказанные запасы сырой нефти и газового конденсата в объеме 79,5 млн. барр. и 113,7 млн. барр. вероятных запасов сырой нефти и газового конденсата, наряду с 90,2 млн. бнэ доказанных запасов газа 127,5 млн. бнэ вероятных запасов газа, и 29,5 млн. бнэ доказанных запасов СУГ и 42,9 млн. бнэ вероятных запасов СУГ. Кроме того, в соответствии с Отчетом Ryder Scott 2013 года, по состоянию на 31 августа 2013 года расчетный объем чистых вероятных запасов углеводородов на Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях составлял 98,2 млн. бнэ

- *Доказанная способность разрабатывать и восстанавливать существующие запасы*

  По оценкам руководства, основанным на данных, включенных в отчеты о запасах, подготовленные компанией Ryder Scott, с 1 января 2004 года Nostrum увеличило свои суммарные доказанные запасы углеводородов с 28 млн. бнэ до 199,2 млн. бнэ на 31 августа 2013 года, а также увеличило свои вероятные запасы углеводородов со 170 млн. бнэ до 382,3 млн. бнэ (включая суммарные вероятные запасы, применимые к Чинаревскому месторождению, и чистые запасы, применимые к Ростошинскому, Дарьинскому и Южно-Гремячинскому месторождениям) на 31 августа 2013 года. Такие результаты были достигнуты путем постоянной работы по оценке и разведке на Чинаревском месторождении, контролируемой текущим руководством, а также путем приобретения Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений. Кроме того, за последние три года Группа смогла успешно восстановить свою базу доказанных и вероятных запасов, несмотря на рост объемов добычи в течение этого периода.

- *Благоприятный баланс и генерирование денежного потока*

  Группа имеет продолжает демонстрировать стабильный доход и генерирование значительного денежного потока. После начала эксплуатации в 2004 году Группа существенно увеличила свой доход посредством геологоразведочных работ и расширения ассортимента продукции, а также существенного роста добычи и продажи углеводородов. EBITDA Группы за год, истекший 31 декабря 2013 года, составил 551 млн. долл. США по сравнению с 457 млн. долл. США за год, истекший 31 декабря 2012 года. Коэффициент соотношения чистой задолженности к EBITDA Группы за год, истекший 31 декабря 2013 года, составил 0,7, по сравнению с 0,8 за год, истекший 31 декабря 2012 года, соответственно. Улучшение производственной деятельности позволило Группе достичь устойчивого органического роста со значительным коэффициентом окупаемости капиталовложений.

- *Хороший опыт наращивания добычи на Чинаревском месторождении с дальнейшим ожидаемым существенным наращиванием*

У Nostrum имеется большой опыт успешной разведки и добычи на Лицензионном участке. Проведенный персоналом Nostrum анализ данных 3-D сейсморазведки, охватывающей все Чинаревское месторождение, позволил Nostrum эффективно расположить скважины. Кроме того, руководство использовало передовые методы бурения для разработки запасов в бийско-афонинских горизонтах, которые расположены в вертикально и горизонтально фрагментированных сегментах, включая бурение глубоких скважин (глубиной приблизительно 4250-5100 метров), бурение кустовых скважин и горизонтальное бурение (до 1 000 метров). Далее, преимущественно в результате того, что первая стадия установки подготовки газа достигла своей проектной мощности к концу 2012 года, добыча углеводородов увеличилась до среднего объема 46 178 бнэ/сут за год, истекший 31 декабря 2013 года, что представляет собой увеличение в размере 25,0% по сравнению со средним объемом 36 940 бнэ/сут за год, истекший 31 декабря 2012 года. По оценкам руководства, основанным на уровне добычи как из доказанных запасов, так и из вероятных, о которых говорится в Отчете Ryder Scott 2013 года, и предполагающим успешное завершении второй очереди установки подготовки газа, ежегодная добыча составит показатель, превышающий более чем вдвое годовую добычу 2013 года, к концу 2016 года. На своих трех новых разрабатываемых месторождениях Nostrum в настоящее время планирует применять те же самые методы разведки и добычи, которые оно использует на Чинаревском месторождении.

- *Выгодное расположение для доступа к экспортной инфраструктуре*

  Производственные мощности Nostrum расположены в Западном Казахстане, примерно в 10 километрах от границы с Россией, что сокращает общее транспортное расстояние от мест проведения работ Группы до конечных покупателей ее нефти на европейских рынках (по сравнению с другими казахстанскими нефтегазодобывающими компаниями). Кроме того, места проведения работ Nostrum располагаются недалеко от различных транспортных маршрутов, в 17 км от газопровода Оренбург-Новопсков и менее чем в 100 километрах от железнодорожного сообщения и нефтепровода Атырау-Самара. Нефтепровод Nostrum от его месторождения до его железнодорожного терминала в Ростошах вблизи Уральска дает Nostrum прямой доступ к железнодорожному терминалу и возможность прямого подключения к экспортному трубопроводу на Самару, который пересекается трубопроводом Группы. Более близкое местоположение Nostrum к экспортной инфраструктуре по сравнению с другими казахстанскими нефтегазодобывающими компаниями обеспечивает ему конкурентное преимущество и позволяет ему извлекать выгоду от сокращения транспортных расходов.

- *Стабильные условия выплаты налогов и роялти по СРП и прочные связи с регулирующими органами и властями*

  В настоящее время Группа получает выгоду от относительно стабильного уровня налогового бремени и выплат роялти по СРП в отношении Чинаревского месторождения, поскольку условия СРП в силу наличия так называемой «дедушкиной оговорки» остаются неизменными с момента его подписания в 1997 году. Как таковые, условия СРП позволяют Nostrum с достаточной степенью уверенности оценить долю казахстанского Правительства в доходах от добычи (хотя казахстанское Правительство может ограничить или внести дополнения и изменения в такую «дедушкину оговорку» - см. Часть 2 «*Факторы риска—Факторы риска, относящиеся к Казахстану—Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства Казахстана*»). Ранее Группа уже десять раз вносила изменения в условия СРП, и Группа регулярно проводит обсуждения с регулирующими органами в отношении условий СРП и вопросов, которые оказывают влияние на производственную деятельность Группы.

- *Сильная и очень опытная управленческая команда*

  Группа выигрывает, имея руководство со значительным опытом работы в нефтегазовом секторе вообще и в Казахстане в частности. Нынешняя команда руководителей работает на Nostrum с 2007 года, и Главный исполнительный директор Nostrum работает в нефтегазовой промышленности с 1985 года, в том числе имеет около 13 лет работы на развивающихся рынках для группы «Gaz de France». Кроме того, Nostrum имеет опытных руководителей высокого ранга, каждый из которых имеет в среднем 22-летний стаж работы в нефтегазовой промышленности, в ключевых департаментах, в том числе в департаменты геологии, бурения, производства и проектирования.

- *Сырая нефть высокого качества*

  Сырая нефть, добываемая Nostrum, является высококачественной «сладкой» нефтью со средней плотностью по API от 42^{o}-43^{o} и низким содержанием серы около 0,4%. Высокое качество добываемой им сырой нефти позволяет Nostrum продавать свою сырую нефть с меньшими скидками по отношению к сырой нефти марки Brent, по сравнению с другими нефтепроизводителями в регионе.

Стратегия деятельности

Долгосрочной задачей Nostrum является дальнейшая консолидация ее позиции как одной из ведущих независимых нефтегазовых компаний в Казахстане. Первая стадия разработки Чинаревского месторождения на данный момент завершена. Ее инфраструктура, включая первую очередь разработки установки подготовки газа, состоящей из двух блоков, эксплуатируется в полном объеме, и ее среднесуточный объем добычи составляет более 45 000 бнэ/сут.

В настоящее время Группа планирует построить дополнительный блок установки подготовки газа к середине 2016 года и начать вторую стадию разработки Чинаревского месторождения. Кроме того, к концу 2015 года Группа намерена закончить первоначальную оценку разрабатываемых месторождений Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского.

Составляющими стратегии Группы по обеспечению будущего потенциала роста Группы являются:

- *Обеспечение роста органической добычи*

  Группа намеревается удвоить объемы добычи на Чинаревском месторождении к концу 2016 года. Для обеспечения достижения этой цели она планирует построить третий блок установки подготовки газа вблизи двух существующих блоков, которые в настоящее время могут обработать в общей сложности 1,7 млрд. куб. м. сырого газа в год. Группа планирует, что третий блок увеличит производственную мощность на 2,5 млрд. куб. м. газа, доведя суммарную мощность установки подготовки газа до 4,2 млрд. куб. м. газа в год, как только все три блока начнут эксплуатироваться в полном объеме. Группа рассчитывает выгодно использовать технические знания и значительный опыт, полученные в ходе строительства двух первых блоков установки подготовки газа, при строительстве третьего блока.

  План разработки для третьего блока установки подготовки газа включает в себя подготовку проектной документации, отбор третьих лиц, строительство, ввод в эксплуатацию и увеличение объема добычи. Решение начать строительство основывается на удовлетворении внутренних макроэкономических условий и финансовых критериев Nostrum, включая управление денежными средствами. Nostrum имеет политику хеджирования, согласно которой она осуществляет хеджирование в отношении негативных цен на нефть в время значительных длящихся капитальных

затрат. С учетом договоров, которые ТОО «Жаикмунай» заключило с различными поставщиками оборудования для третьей очереди установки подготовки газа, и факта того, что в ближайшие месяцы будут заключены дополнительные договоры, Nostrum осуществляет тщательный мониторинг рынка хеджирования и может в будущем заключить договор о хеджировании для покрытия части или всех своих длящихся капитальных затрат, связанных со строительством третьего блока установки подготовки газа.

Оцениваемый объем капитальных расходов, необходимый для того, чтобы построить третий блок установки подготовки газа, в размере примерно 500 млн. долл. США (из которых 29,7 млн. долл. США на 31 декабря 2013 года уже были потрачены) планируется полностью финансироваться за счет денежных средств, полученных от производственной деятельности в период между 2014 и 2016 годами, и также покрывать такие статьи как обновление и расширение установки подготовки нефти. Руководство уверено, что вся остальная существующая инфраструктура, принадлежащая и эксплуатируемая Группой, такая как трубопроводы и железнодорожные станции, имеет достаточную пропускную способность, чтобы обеспечить как минимум 100 % увеличение текущих уровней добычи.

В существующей конъюнктуре цен на нефть текущий план бурения предусматривает бурение примерно 50 скважин в течение периода с 2014 года по 2018 год. По оценкам руководства, основанным на уровне добычи как из доказанных запасов, так и из вероятных, о которых говорится в Отчете Ryder Scott 2013 года, и предполагающим успешное завершение второй очереди установки подготовки газа, ежегодная добыча составит показатель, превышающий более чем вдвое годовую добычу 2013 года, к концу 2016 года.

- *Активное обеспечение роста запасов*

Отчет Ryder Scott 2013 года отчитался об оцениваемых суммарных доказанных запасах в размере 199,2 млн. бнэ по состоянию на 31 августа 2013 года, что составляет рост в размере 17,8% по сравнению с состоянием на 1 января 2012 года. За последние четыре года бурение было в основном сосредоточено на эксплуатационных скважинах для обеспечения сырья для установки подготовки газа. Теперь, когда такое сырье есть в наличии, основное внимание будет уделяться обновленной программе оценочного бурения для того, чтобы перевести большее количество возможный и вероятных запасов Группы в категорию доказанных запасов.

Продолжающаяся программа Группы по оценке будет сконцентрирована на вероятных запасах Чинаревского месторождения (284,1 млн. бнэ по состоянию на 31 августа 2013 года) и возможных запасах (76,2 млн. бнэ по состоянию на 31 августа 2013 года), а также на первоначальной оценке Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского разрабатываемых месторождений. Целью Nostrum в долгосрочной перспективе является увеличение базы доказанных запасов Группы вплоть до 700 млн. бнэ путем перевода существующих вероятных и возможных запасов в доказанные, добавления запасов с Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского разрабатываемых месторождений и возможных дальнейших приобретений.

После подписания 28 октября 2013 года десятого дополнительного соглашения к СРП, срок действия разрешения Nostrum на проведение геолого-разведочных работ на Чинаревском месторождении был продлен. В соответствии с десятым дополнительным соглашением период разведки, кроме периода в отношении Турнейских горизонтов, был продлен до 26 мая 2014 года. В апреле 2014 года Nostrum подал заявление в соответствующие органы для дальнейшего продления периода разведки после 26 мая 2014 года. Nostrum считает, что его перспективы на получение такого продления высоки, однако на данный момент Nostrum не рассчитывает получить продление от

органов до истечения текущего периода разведки. Кроме того, по текущим оценкам Nostrum стоимость проведения необходимых оценочных действий для оценки и разработки Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского разрабатываемых месторождений, которое началось в 2013 году, изначально через приобретение 3D сейсморазведки, составит примерно 85 млн. долл. США.

- *Создание модели, предусматривающей множество месторождений*

  Группа также осуществляет стратегию роста посредством повышающих стоимость приобретений. Это соответствует ее желанию оптимизировать существующую инфраструктуру добавлением дополнительных ресурсов с низкими затратами на поисково-разведывательные работы. Недавнее приобретение Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений, которые расположены на расстоянии от 50 до 105 километров от существующей установки подготовки газа, за общую сумму в размере 17 млн. долл. США, представляло собой первое такое приобретение в соответствии с данной стратегией. Получение данных в отношении трех этих месторождений началось в 2013 году и ожидается, что оценка завершится в 2015 году.

  Группа постоянно оценивает возможности роста посредством приобретения активов, акцентируя внимание, по возможности, на северо-западном Казахстане, но также будет рассматривать возможности, связанные с близлежащими районами. Nostrum продолжит рассматривать варианты дальнейших приобретений, которые могут еще больше увеличить стоимость для акционеров.

- *Приоритет устойчивого развития*

  Длительное присутствие Группы в Казахстане привело к естественному, постепенному и амбициозному участию в устойчивой деятельности по развитию. Со временем Группа создала комплексную схему социальной ответственности, состоящую из безопасности и социального обеспечения работников, инвестирования в общественные структуры, защиты окружающей среды и составления отчетов. Каждое из этих приоритетных направлений сейчас включено в общий годовой план управления и проверяется на соответствие определенным добровольным задачам, а также задачам по соблюдению обязательных требований. В силу этого каждый год Группа продолжает прикладывать усилия по совершенствованию и внедрению новых стратегий для того, чтобы придать еще большую устойчивость своей производственной деятельности.

  Группа считает корпоративную социальную ответственность важным индикатором рисков, не связанных с финансами, и регулярно разрабатывает внутренние передовые методы для улучшения своих стандартов. Это важная независимая часть стратегии Nostrum, которая в то же время является дополнительной по отношению к другим стратегическим инициативам. Устойчивое развитие останется приоритетным направлением в 2014 году и в последующие годы.

- *Приоритет обеспечения увеличения стоимости акций*

  Стратегия Группы направлена на реализацию взвешенного подхода к инвестированию в рост. Это предусматривает как осторожное управление денежными средствами, так и обеспечение доходов акционеров.

  В течение следующих нескольких лет Группа планирует полностью финансировать свои капитальные расходы из денежных средств, получаемых от производственной деятельности. действующего внешнего финансирования и имеющейся наличных средств на балансе. Способность Группы поддерживать формирование денежных потоков подкрепляется ростом производства и экономией масштабов, а также

усовершенствованием инфраструктуры и соответствующим снижением эксплуатационных расходов. Кроме того, Группа намерена хеджировать все постоянные капитальные расходы на случай колебания цен на нефть. Наконец, Группа намерена сохранять свой коэффициент соотношения чистой задолженности к EBITDA на уровне ниже 1,5 и поддерживать соответствующие денежные остатки для того, чтобы снизить влияние неустойчивости рыночных цен на сырую нефть и финансировать свою дивидендную политику.

Текущая дивидендная политика Группы была принята в 2012 году, и ее реализация будет продолжена в течение ближайших лет, вместе с реализацией, в соответствующих случаях, программы выкупа акций, при условии, что это не будет оказывать неблагоприятное воздействие на денежные остатки или стратегию роста в обстановке нестабильности цен на нефть.

История и корпоративная структура

ТОО «Жаикмунай» («**Держатель лицензии**») было зарегистрировано 20 марта 1997 года в качестве казахстанского товарищества с ограниченной ответственностью и получило Лицензию от АО «Конденсат» (которому Лицензия была предоставлена в январе 1996 года). Держатель лицензии заключил СРП в октябре 1997 года.

В сентябре 2004 года компания Thyler Holdings Limited (компания, бенефициарным собственником которой является Фрэнк Монстрей, председатель Совета директоров Компании) косвенно приобрела 100% долей участия в уставном капитале Держателя лицензии. Zhaikmunai LP было создано в августе 2007 года как ограниченное партнерство, находящееся на острове Мэн, в связи с включением ГДР в официальный котировальный список и к торговле на Лондонской фондовой бирже в 2008 году. В марте 2008 года Группа провела реорганизацию, в результате которой Товарищество стало косвенно владеть все доли участия в Держателе лицензии, а NOGGL (принадлежащая компании Thyler Holdings Limited) стала генеральным партнером Товарищества («**Генеральный партнер**»). В результате Zhaikmunai LP стало материнской компанией Группы.

29 ноября 2013 года коммандитные партнеры Zhaikmunai LP надлежащим образом одобрили изменение наименования Zhaikmunai LP на «Nostrum Oil & Gas LP».

Держателями Общих долей участия являются партнеры с ограниченной ответственностью Nostrum Oil & Gas LP, которые, на дату настоящего Проспекта, владеют 188,182,958 Общих долей участия, из которых 188,182,948 принадлежат банку The Bank of New York Mellon в его функции депозитария для владельцев ГДР, но который не имеет бенефициарного интереса в этих Общих долях участия. В октябре 2012 года Thyler Holdings BV (другая компания, бенефициарным собственником которой является Фрэнк Монстрей) приобрела 100% Генерального партнера.

20 мая 2014 года Nostrum Oil & Gas LP объявило о своем намерении получить премиальный листинг для публичной компании с ограниченной ответственностью, недавно зарегистрированного в Англии и Уэльсе, далее называемой Компания, которая, как предлагается, будет новой холдинговой компанией Группы. Компания была зарегистрирована как английская публичная компания с ограниченной ответственностью 3 октября 2013 года. Новая корпоративная структура Группы будет реализована в виде Схемы, в соответствии с которой Компания приобретет все активы и обязательства Группы (или их существенную часть) у Nostrum Oil & Gas LP в обмен на выпуск Компанией Обычных акций держателям Общих долей участия (и следовательно держателям ГДР). После реализации Схемы Держатель лицензии будет косвенно полностью принадлежать Компании. См. Часть 6 «*Информация о Схеме—Краткое описание Схемы*».

В связи со Схемой и Допуском Компания подаст на листинг Обыкновенных акций на KASE. Группа знакома с условиями получения листинга KASE, поскольку на KASE уже размещены

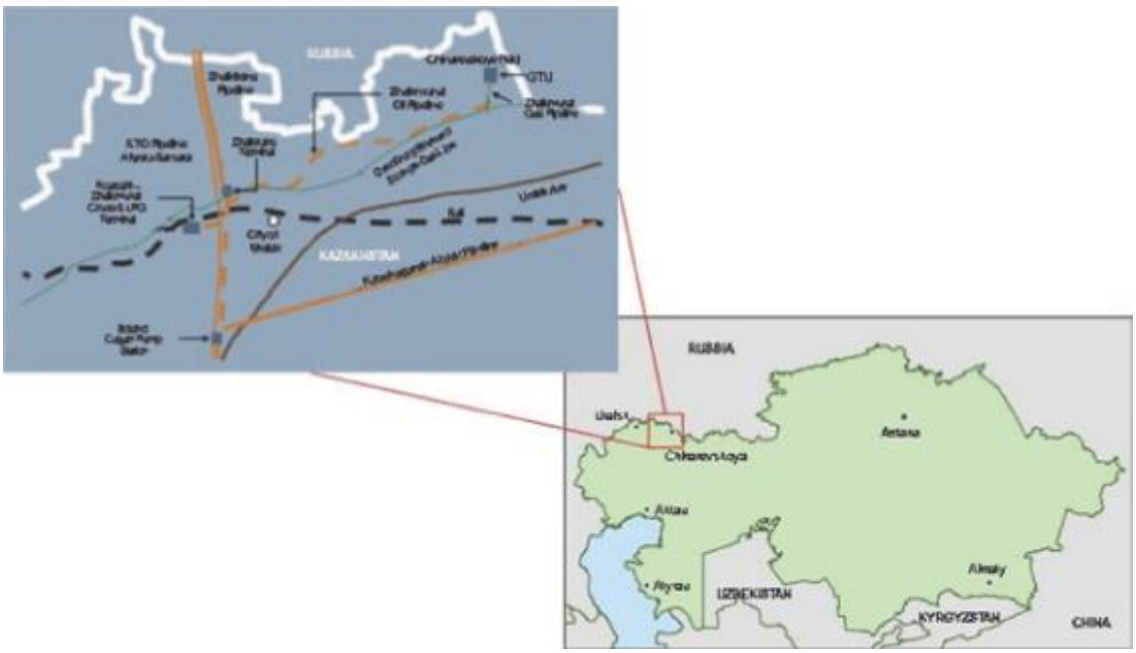
выпущенные Держателем лицензии Новые облигации 2019 г. и Облигации 2019 г. 29 марта 2013 года KASE объявила о том, что Держатель лицензии получил специальную награду за прозрачность деятельности и приверженность интересам всех своих акционеров и иных заинтересованных лиц.

Компания зарегистрирована по адресу: 4-ый этаж, 53-54 Гровнор Стрит, Лондон, W1K 3HU, Соединенное королевство, а ее головной офис расположен по адресу: Густав Малерпляйн 23B, 1082 MS, Амстердам, Нидерланды. Головной офис Держателя лицензии расположен в г. Уральск, Казахстан.

Деятельность

Основным месторождением и лицензионным участком Nostrum является Чинаревское месторождение. В августе 2012 г. Группа решила расширить свою деятельность и договорилась получить права недропользования на три новые нефтяные и газовые месторождения в Казахстане, Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское, расположенные приблизительно на расстоянии 50 - 105 километров от Чинаревского месторождения. Покупка этих трех месторождений была завершена 24 мая 2013 г., стоимость покупки составила 17 млн. долл. США. В настоящее время Группа вырабатывает оптимальную программу оценки и разработки месторождений. См. Часть 2 «*Факторы риска—Факторы риска, относящиеся к коммерческой деятельности Группы—Деятельность Группы ведется в пределах Чинаревского месторождения, и такое месторождение является единственным источником доходов Группы*».

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 мае 1997 года Nostrum были выданы лицензии на разведку и добычу на Чинаревском месторождении, которые изначально покрывали все Чинаревское месторождение. В октябре

1997 года Nostrum заключил с Правительством Казахстана СРП, в который впоследствии десять раз вносились поправки. См. раздел «*—Лицензии и разрешения на недропользование—Лицензия и СРП*». В СРП указаны параметры разведки и разработки Чинаревского месторождения, а также суммы сборов, сумм, подлежащих уплате в счет раздела прибыли, и сумм налоговых обязательств, которые подлежат уплате в пользу Правительства Казахстана. К настоящему моменту Nostrum выполнил все свои обязательства по капитальным вложениям, предусмотренные СРП.

Из скважин, пробуренных до получения Казахстаном независимости, три были восстановлены в период между 2000 и 2002 гг. В 2003 году Nostrum 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 Nostrum 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 Nostrum привлек компанию Ryder Scott для проведения независимой оценки запасов на Лицензионном участке в соответствии со стандартами SPE-PRMS. По оценке руководства на основе данных, включенных в Отчет Ryder Scott о запасах 2004 года, объемы доказанных запасов Nostrum составили около 28 млн. бнэ. Первые разведочные работы Nostrum, проводимые с 2004 по 2006 гг., касались турнейского горизонта. В результате увеличившихся объемов бурения и уточнения геологических данных, по оценке руководства на 31 августа 2013 года, основанной на данных Отчета Ryder Scott за 2013 г., объемы суммарных доказанных запасов Nostrum увеличились на 611,4% до 199,2 млн. бнэ, а вероятные запасы - на 124,9% до 382,3 млн. бнэ (в сравнении с 2004 годом). Производство углеводородов возросло со среднего значения 2400 бнэ/сут в 2004 году до среднего значения 36 940 бнэ/сут в 2012 году и 46 178 бнэ/сут в 2013 г. Согласно Отчету Ryder Scott за 2013 год, по состоянию на 31 августа 2013 года, прогнозируемый валовой объем доказанных и вероятных запасов углеводородов на Чинаревском месторождении составлял 483,3 млн. бнэ.

После успешной пробной добычи из Турнейского горизонта на этапе разведки по Лицензии с 1 января 2007 года Nostrum начал осуществлять коммерческую добычу сырой нефти из этой залежи. Nostrum получил разрешение на добычу в отношении месторождений муллинского, ардатовского, фаменского и бийско-афонинского ярусов. Nostrum рассчитывает продолжить разведочные работы на северном бийско-афонинском, нижнепермском и северном турнейском горизонтах и на месторождениях живетского яруса до истечения срока разведки. После заключения десятого дополнительного соглашения к СРП 28 октября 2013 г. срок действия разрешения на разведку Nostrum был продлен. В соответствии с таким десятым дополнительным соглашением, срок разведки (кроме как для турнейского горизонта) был продлен до 26 мая 2014 г. В апреле 2014 года Nostrum подал заявление в соответствующие органы для дальнейшего продления периода разведки после 26 мая 2014 года. Nostrum считает, что его перспективы на получение такого продления высоки, однако на данный момент Nostrum не рассчитывает получить продление от органов до истечения текущего периода разведки.

В декабре 2008 года срок действия лицензии Nostrum на добычу был продлен. Новая лицензия на добычу действует до 2033 г. для всех горизонтов (кроме северо-восточной турнейской залежи, применительно к которой лицензия на добычу действует до 2031 г.) и нефте- или газоконденсатных залежей и покрывает 185 кв.км. Лицензионного участка. Лицензия на добычу покрывает все доказанные и вероятные запасы, а также значительную часть возможных запасов, указанных в отчете Ryder Scott.

За прошедшие несколько лет Группа вложила значительные средства в строительство и разработку первой очереди установки подготовки газа, которая работала в режиме опытно-промышленного производства с мая 2011 года и выведена на полную производительность (и, как следствие получила признание МСФО в отношении дохода и стоимости продаж в отчете Группы о прибылях) в ноябре 2011 года. До строительства установки подготовки газа доход Группе приносила только продажа сырой нефти. С ноября 2011 года в дополнение к сырой нефти Группа начала продавать конденсат, сухой газ и СУГ. Группа проектирует и планирует строительство второй очереди установки подготовки газа, которое предусматривает сооружение третьей очереди установки подготовки газа вблизи первых двух очередей установки подготовки газа. В настоящее время осуществляется рабочее проектирование, и Группа находится в процессе получения применимых разрешений и заключения договоров с потенциальными поставщиками, выполняющими поставку оборудования, строительство и сборку третьей очереди установки подготовки газа. Все основные разрешения и контракты, как ожидается, были получены и заключены к концу 2013 года, при этом земельные работы на площадке в рамках подготовки к строительству были завершены в начале 2014 года, а ввод в эксплуатацию третьей очереди установки подготовки газа ожидается к середине 2016 год. В результате ввода в эксплуатацию третьей очереди установки подготовки газа Группа ожидает значительного увеличения свой рабочей мощности и объемов выпуска продукции. Дополнительная рабочая мощность и более высокие объемы выпуска продукции предусмотрены долгосрочной стратегией и операционные планами Группы. См. Часть 2 «*Факторы риска — Факторы риска, относящиеся к коммерческой деятельности Группы— Прогноз объемов добычи Группы в основном исходит из того, что ее установка подготовки газа и, в меньшей степени, ее установка подготовки нефти будут работать на полную или почти на полную мощность. Если эти установки не будут работать на полную или почти на полную мощность, Группа может быть не в состоянии достичь своих стратегических производственных задач*».

Запасы нефти и газа

В следующей таблице представлены суммарные данные по доказанным, вероятным и возможным запасам углеводородов Nostrum на Чинаревском месторождении на основании Отчета Ryder Scott за 2013:

	По сост. на 31 августа 2013 г.
Суммарные доказанные запасы	
Сырая нефть и конденсат (млн. барр.)	79,5
СУГ (млн. бнэ)	29,5
Газ (млн. бнэ)[(1)]	90,2
Итого (млн. бнэ)[(1)]	**199,2**
Суммарные вероятные запасы	
Сырая нефть и конденсат (млн. барр.)	113,7
СУГ (млн. бнэ)	42,9
Газ (млн. бнэ)[(1)]	127,5
Итого (млн. бнэ)[(1)]	**284,1**
Суммарные возможные запасы	
Сырая нефть и конденсат (млн. барр.)	22,3
СУГ (млн. бнэ)	12,3
Газ (млн. бнэ)[(1)]	41,6
Итого (млн. бнэ)[(1)]	**76,2**

(1) Руководство перевело данные по запасам сухого газа из кубических футов в бнэ/сут сухого газа. См. Часть 5 «*Представление финансовой и другой информации — Данные об углеводородах — Представление информации в настоящем Проспекте*».

В соответствии с классификацией запасов SPE-PRMS, Ryder Scott относили часть объемов нефти, которые могут быть извлечены из залежи посредством обводнения в турнейской

залежи, к категории вероятных запасов. См. Часть 2 «*Факторы риска—Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли— Запасы Группы, 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.

Геологическая информация

Чинаревское месторождение представляет собой многопластовую структуру. В ней имеются проверенные бурением запасы углеводородов, поступающие с высокой интенсивность 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, ардатовских, 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 Nostrum на Чинаревском месторождении. 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.

Исследования, проведенные PM Lucas в 2007-2013 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.

Согласно Отчету Ryder Scott за 2013 год, нагнетание воды необходимо исключительно для извлечения вероятных запасов нефти. В Отчете Ryder Scott за 2013 год проанализированы модели пласта-коллектора, подготовленные независимой третьей стороной, чтобы понять влияние процесса закачивания воды на конечную добычу нефти из залежи. См. Часть 2 «*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 Часть 2 «*Факторы риска—Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли— Запасы Группы, их качество и объемы добычи могут оказаться ниже расчетных или предполагаемых*».

Группа наметила несколько дополнительных разведываемых объектов на Лицензионном участке, включая бийско-афонинский (газоконденсатный), турнейский (нефтяной и газоконденсатный), нижнепермский (нефтяной) и южно-турнейский (газоконденсатный) пласты. В дополнение к уже известным по состоянию на 31 августа 2013 года запасам, Ryder Scott провели оценку оставшихся обнаруженных ресурсов, которые еще не были пробурены на Чинаревском месторождении. По расчетам, приведенным в Отчете Ryder Scott за 2031 год, суммарный потенциал этих ресурсов, путем суммирования наиболее вероятных оценок, составляет около 84,3 млн. бнэ.

ПОТЕНЦИАЛЬНЫМИ РЕСУРСАМИ ЯВЛЯЮТСЯ ТЕ ЗАЛЕЖИ, КОТОРЫЕ, ПО ОЦЕНКАМ, ПО СОСТОЯНИЮ НА КОНКРЕТНУЮ ДАТУ МОГУТ БЫТЬ

**ИЗВЛЕЧЕНЫ ИЗ НЕОТКРЫТЫХ ЗАЛЕЖЕЙ. ЗАЧАСТУЮ ЭТО ВСТРЕЧАЕТСЯ НА УЧАСТКАХ, ГДЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ИНЖЕНЕРНЫЕ ДАННЫЕ НЕ МОГУТ ЧЕТКО РАЗГРАНИЧИТЬ УЧАСТОК И ВЕРТИКАЛЬНЫЕ ГРАНИЦЫ РЕЗЕРВУАРА С ВОЗМОЖНОСТЯМИ ПРОМЫШЛЕННОЙ ДОБЫЧИ ОТ ЗАЛЕЖИ В РАМКАХ КОНКРЕТНОГО ПРОЕКТА. СМ. ЧАСТЬ 2 «*ФАКТОРЫ РИСКА—ФАКТОРЫ РИСКА, ОТНОСЯЩИЕСЯ К НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ—УСЛОВНЫЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ С НАИБОЛЬШЕЙ ДОЛЕЙ ВЕРОЯТНОСТИ НЕ СТАНУТ РЕНТАБЕЛЬНЫМИ В КРАТКОСРОЧНОЙ И СРЕДНЕСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ*.»

Значительная часть запасов Группы отнесены в категории возможных запасов, и была подготовлена программа буровых работ с целью дальнейшей оценки этих залежей. Такие суммарные возможные запасы были оценены Ryder Scott в объеме 76,2 млн. бнэ по состоянию на 31 августа 2013 года, По мнению Директоров, часть этих возможных запасов может быть переведена в более высокие категории запасов по результатам запланированных оценочных работ, которые планируются к проведению одновременно с разработкой существующих доказанных и вероятных запасов.

Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское месторождения

Запасы нефти и газа

В следующей таблице представлены чистые данные по доказанным, вероятным и возможным запасам углеводородов Nostrum на Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях на основании данных, включенных в Отчет Ryder Scott за 2013 г.:

	По сост. на 31 августа 2013 г.
Чистые доказанные запасы	
Сырая нефть и конденсат (млн. барр.)	—
СУГ (млн. бнэ)	—
Газ (млн. бнэ)[(1)]	—
Итого (млн. бнэ)[(1)]	—
Чистые вероятные запасы	
Сырая нефть и конденсат (млн. барр.)	3,8
СУГ (млн. бнэ)	0,6
Газ (млн. бнэ)[(1)]	93,7
Итого (млн. бнэ)[(1)]	**98,2**
Чистые возможные запасы	
Сырая нефть и конденсат (млн. барр.)	12,7
СУГ (млн. бнэ)	0,4
Газ (млн. бнэ)[(1)]	20,5
Итого (млн. бнэ)[(1)]	**33,6**

(1) Руководство перевело данные по запасам сухого газа из кубических футов в бнэ/сут сухого газа. См. Часть 5 «*Представление финансовой и другой информации — Данные об углеводородах — Представление информации в настоящем Проспекте*».

Геологическая информация

Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское месторождения имеют площадь около 139 кв. км. и находятся в Прикаспийском бассейне к северо-западу от г. Уральск, приблизительно на расстоянии 50 -105 километров от Чинаревского месторождения.

Оценка и геологоразведка

По оценкам Nostrum, стоимость необходимых работ по оценке для разработки данных месторождений, которые начались а 2013 году, изначально в виде работ по получению 3D сейсмоданных, составит около 85 млн. долл. США.

Добыча и производственные мощности

Добыча нефти, газа, СУГ и конденсата

В течение 2013 года общая добыча Nostrum составила16,9 млн. бнэ, среднесуточная добыча составила 46 178 бнэ, увеличившись на 25,0% по сравнению с 2012 годом, в течение которого общая добыча Nostrum составила 13,5 млн. бнэ при среднесуточной добыче 36 940 бнэ, по сравнению с 2011 годом, в течение которого общая добыча Nostrum составила 4,8 млн. бнэ при среднесуточной добыче 13 158 бнэ.

Сырая нефть, добытая на Чинаревском месторождении, имеет среднюю плотность API 42-43° и содержание серы приблизительно 0,4%. Основные базисные сорта нефти, добываемые в Казахстане, включают марки CPC Blend (около 44,2° API с содержанием серы 0,53%), Kumkol (около 41,2° API с содержанием серы 0,4%) и Tengiz (около 47,2° API с содержанием серы 0,55%). Качество добываемой нефти позволяет Nostrum продавать свою нефть с меньшей скидкой по отношению к цене нефти марки Brent Crude, по сравнению с другими нефтедобывающими компаниями в регионе.

Стабилизированный конденсат, получаемых из труб, по которым подается газовый конденсат, имеет среднюю плотность в градусах API 56° и содержание серы менее 0,2%.

На Чинаревском месторождении содержатся значительные запасы газа. Группа монетизирует эти запасы газа с помощью установки подготовки газа и реализации концепции утилизации газа, подготовленной Институтом НИПИнефтегаз. Дополнительные сведения об установке подготовки газа содержатся в разделе «*—Добыча и производственные мощности — Установка подготовки газа*».

Газ, очищенный на установках подготовки газа, используется для производства сухого газа, СУГ и конденсата на продажу, а также для обеспечения сырьем производства энергии с целью удовлетворения потребностей Nostrum в электроэнергии.

Nostrum осуществляет эксплуатацию системы поддержания пластового давления, которая включает, помимо прочего, семь водозаборных скважин, три водонагнетательные скважины, центральную насосную установку, центральные водоочистные сооружения и технический водопровод, подходящий к месторасположению водяных скважин.

Нефтепромысловые установки

Нефтепромысловые объекты Nostrum 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. Хранилища Nostrum в настоящее время позволяют хранить 5000 куб. м нефти и 15000 куб. м конденсата на месте эксплуатации и 10000 куб. м конденсата на железнодорожном терминале (что эквивалентно в общей сложности 15-дневному объему добычи сырой нефти и 12-дневному объему добычи конденсата). Группа планирует построить еще одну установку подготовки нефти мощностью до 400 000 тонн в год в сочетании с третьей очередью установки подготовки газа. Кроме того,

в 2009 году Nostrum завершил строительство своего 120-километрового нефтепровода, по которому сырая нефть и конденсат насосами перекачиваются с месторождения до железнодорожного нефтеналивного терминала в Ростошах вблизи Уральска.

Буровое оборудование

Для выполнения буровых работ на Чинаревском месторождении Группа заключает контракты с третьими сторонами. По состоянию на 31 декабря 2013 года услуги по бурению Группе оказывали Saipem, УНГГ и Xi-Bu , и эти подрядчики производили работу пятью буровыми установками. Кроме того, для ремонта скважин использовались две буровые установки компаний Казбургаз и UNGG. Среднее время, необходимое для бурения новых наклонно-направленных скважин составляет приблизительно четыре месяца в турнейском пласте и пять месяцев – в девонском, бийско-афонинском пластах. Основываясь на прошлых контрактах, Группа предусмотрела в бюджете стоимость каждой скважины приблизительно в диапазоне приблизительно от 10 млн. долл. США для нефтяных скважин до 14,0 млн. долл. США для газоконденсатных скважин. В 2014 году Группа намерена пробурить 11 новых скважин (пять новых эксплуатационных / оценочных скважин и шесть новых добывающих / водонагнетающих скважин) для поддержания уровня добычи свыше целевого показателя 45 000 бнэ/сут. См. раздел «*— Контракты на закупки, имеющие существенное значение для хозяйственной деятельности Nostrum— Контракты на бурение*».

Установка подготовки газа

Первая очередь установки подготовки газа предусматривала строительство двух блоков подготовки газа и стоила приблизительно 270,0 млн. долл. США. Производительность каждого блока установки подготовки газа составляет приблизительно 850 миллионов кубических метров сырого газа (смесь попутного газа и газового конденсата). Оба блока оборудованы установками по обессериванию и извлечению серы для улучшения качества газа. В состав установки подготовки газа также входит газовая электростанция расчетной мощностью 15 мегаватт, снабжающая месторождение всей необходимой электроэнергией. Электростанция построена в рамках строительства первой очереди установки подготовки газа. Передача установки подготовки газа состоялась в декабре 2011 года.

Nostrum планирует построить дополнительный блок установки подготовки газа (вторая очередь установки подготовки газа), способной перерабатывать 2,5 млрд. куб.м. газа в год. Если предположить, что строительство второй очереди установки подготовки газа будет завершено, у Группы появится возможность перерабатывать до 4,2 млрд. куб.м. сырого газа в год. По текущим оценкам руководства, общая стоимость настоящего проекта не превысит 500 млн. долл. США (из которых 29,7 млн. долл. США уже были потрачены по состоянию на 31 декабря 2013 г.). Земельные работы на площадке в рамках подготовки к строительству были завершены в начале 2014 года, и планируется, что третий блок установки подготовки газа будет введен в эксплуатацию в середине 2016 года. Согласно оценкам компании Ryder Scott, годовая добыча газа Nostrum достигнет максимума — 4,2 млрд. куб. м в год в 2017 году. См. Часть 2 «*Факторы риска— Факторы риска, относящиеся к коммерческой деятельности Группы —Прогноз объемов добычи Группы в основном исходит из того, что ее установка подготовки газа и, в меньшей степени, ее установка подготовки нефти будут работать на полную или почти на полную мощность».*

Прогноз объемов добычи Группы исходит из того, что ее 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

Трубопровод и нефтеналивной терминал Группы полностью введены 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 (что эквивалентно приблизительно 65 000 бнэ/сут). Железнодорожный нефтеналивной терминал получает всю добываемую Nostrum нефть и конденсат и способен производить перевалку от 3 до 4 млн. тонн нефти и газового конденсата в год (что эквивалентно приблизительно 65 000-87 000 бнэ/сут). Руководство оценивает снижение затрат на транспортировку сырой нефти и конденсата с Чинаревского месторождения на железнодорожный терминал в Ростошах, достигнутое с помощью нефтепровода, приблизительно в 25 долл. США на тонну (3,1 долл. США на один баррель). Строительство трубопровода и нефтеналивного терминала поможет Группе осуществлять реализацию ее сырой нефти и конденсата на международных рынках, где она может получить более высокие цены, нежели в Казахстане.

Газопровод

17-километровый газопровод Nostrum, соединяющийся с газопроводом Оренбург – Новопсков, построен и был сдан в эксплуатацию в феврале 2011 года, а первый товарный газ был транспортирован по нему в мае 2011 года. Максимальная годовая пропускная способность этого газопровода составляет приблизительно 5,0 млрд. куб. м.

Лицензии и разрешения на недропользование

ТОО «Жаикмунай» является собственником и оператором четырех месторождений в Казахстане: Чинаревского месторождения и Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского разрабатываемых месторождений.

Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское месторождения

24 мая 2013 года Группа уведомила Компетентный орган о завершении приобретения за 17 миллионов долларов США трех разрабатываемых нефтегазовых месторождений, Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского. Поскольку Группа завершила приобретение контрактов на недропользование на этих трех нефтегазовых месторождениях и начала приобретение данных по этим месторождениям в 2013 год (предположительно оценка должны быть завершена в 2015 году), разработка этих месторождений еще не началась (и Группа не узнает, когда начнется разработка до завершения процесса оценки).

Договоры на геологоразведку и добычу углеводородов на Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях требуют выполнения некоторых социальных и прочих обязательств, в частности, в период геологоразведки недропользователи имеют следующие обязательства:

- Ростошинское месторождение: (i) выплатить местным органам 225 000 долларов США на различные программы и программы развития инфраструктуры Западного Казахстана; и (ii) инвестировать не менее 20,8 миллионов долларов США на геологоразведку месторождения.

- Дарьинское месторождение: (i) выплатить местным органам 225 000 долларов США на различные программы и программы развития инфраструктуры Западного Казахстана; и (ii) инвестировать не менее 20,4 миллионов долларов США на геологоразведку месторождения.

- Южно-Гремячинское месторождение: (i) выплатить местным органам 225 000 долларов США на различные программы и программы развития инфраструктуры Западного Казахстана; и (ii) инвестировать не менее 33,6 миллионов долларов США на геологоразведку месторождения.

Предшествующие операторы Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений не соблюдали некоторые свои обязательства по контрактам на

недропользование в отношении таких месторождений. Однако Группа смогла внести изменения в такие обязательства (см. Часть 12 «*Обзор производственной деятельности и финансовых операций*»). В отношении года, истекшего 31 декабря 2013 года Группа получила 5,3 миллионов долларов США в качестве капитализированного условного встречного предоставления по договорам о приобретении Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений. Оставшееся отложенное встречное предоставление (312,2 миллионов казахстанских тенге за Дарьинское месторождение и 487,4 миллионов казахстанских тенге за Южно-Гремячинское месторождение) было выплачено покупателям в течение первого квартала 2014 года.

Чинаревское месторождение

Разрешение Nostrum на проведение работ на Чинаревском месторождении было предоставлено Nostrum в соответствии с Лицензией, выданной Правительством Казахстана 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 Части 8 «*Обзор отрасли и нормативного регулирования—Нормативное регулирование в Казахстане*». В рамках СРП Nostrum может проводить как разведочные работы, так и добычу, при условии получения соответствующих разрешений. Существует двухвариантная система для получения разрешения на добычу. См. « — *Техсхема*».

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 четыре раза до мая 2011 года. После заключения десятого дополнительного соглашения к СРП 28 октября 2013 г. срок действия разрешения Группы на разведку на Чинаревском месторождении был продлен. В соответствии с таким десятым дополнительным соглашением, срок разведки (кроме как для турнейского горизонта) был продлен до 26 мая 2014 г. В апреле 2014 года Nostrum подал заявление в соответствующие органы для дальнейшего продления периода разведки после 26 мая 2014 года. Nostrum считает, что его перспективы на получение такого продления высоки, однако на данный момент Nostrum не рассчитывает получить продление от органов до истечения текущего периода разведки.

В дополнение к разведочным работам Nostrum в северо-восточной турнейской залежи, в марте 2007 года было получено разрешение на коммерческую добычу на этом участке. Когда впоследствии Nostrum 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) в 2007 и 2008 годах, он вступил в переговоры с Компетентным органом о продлении разрешения на разведку для оценки этих открытий. В 2008 году Nostrum получил новое разрешение на разведку, действительное до 26 мая 2011 года, для работ по оценке всех вновь сделанных открытий. Когда все новые открытия были, по мнению Nostrum, 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 Nostrum были утверждены Государственным комитетом по запасам в декабре 2008 года, выданное Nostrum разрешение на добычу (срок действия которого истекает в 2033 году) было продлено и теперь охватывало территорию площадью 185 квадратных километров (включая территорию, охватываемую предыдущим разрешением, а также шесть новых коммерческих открытий, сделанных Nostrum).

Кроме того, Nostrum 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 Nostrum, которая была утверждена 17 ноября 2006 года, теперь вошла в новую Техсхему нефтяных залежей в качестве неотъемлемой ее части. В дополнение к текущей промышленной добыче нефти действующее разрешение на добычу позволяет Nostrum осуществлять промышленную добычу его запасов газа.

У Nostrum имеется одно разрешение на сжигание попутного газа. Сжигание попутного газа Nostrum осуществляет в те периоды, когда его установка подготовки газа закрыта на ежегодный ремонт. По мнению Директоров, имеющееся разрешение (которое действительно до конца 2014 года, но которое Директора планируют продлить на следующие года) является достаточным для удовлетворения его ожидаемых будущих потребностей. См. Часть 2 «*Факторы риска— Факторы риска, относящиеся к коммерческой деятельности Группы— Прогноз объемов добычи Группы в основном исходит из того, что ее установка подготовки газа и, в меньшей степени, ее установка подготовки нефти будут работать на полную или почти на полную мощность. Если эти установки не будут работать на полную или почти на полную мощность, Группа может быть не в состоянии достичь своих стратегических производственных задач».*

В августе 2012 года Nostrum подписал соглашения о приобретении 100% прав на недропользование, связанных с тремя новыми нефтегазовыми месторождениями в Казахстане. Приобретение этих трех месторождения за 17 млн. долл. США было завершено 24 мая 2013 года. Эти три нефтегазовых месторождения не покрываются СРП, и, следовательно, они будут зависеть от выполнения ряда обязательств по закупкам и налогообложению, отличных от деятельности Nostrum на Лицензионном участке. По оценкам Nostrum, стоимость проведения необходимых геологоразведочных работ (получение данных для которых уже было начато и которые будут включать анализ сейсмических данных и бурение оценочных скважин) для разработки этих месторождений в течение следующих трех лет составит около 85 млн. долл. США. Предположительно после их завершения Компетентному органу на утверждение будет представлен план разработки месторождений. Получение такого утверждения позволит Nostrum начать бурение добывающих скважин. Указанные месторождения, Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское, расположены в Прикаспийском бассейне к северо-западу от г. Уральск, приблизительно на расстоянии 50 - 105 километров от Чинаревского месторождения. Площадь этих трех лицензионных участков в совокупности составляет 139 квадратных километров.

Лицензия и СРП

Лицензия и СРП в настоящее время действуют до 2031 года (в отношении северо-восточной турнейской залежи) и 2033 года (в отношении остальной части Чинаревского месторождения). На сегодняшний день Директора уверены, что Nostrum выполнил все свои обязательства, в том числе обязательства по капитальным вложениям в рамках СРП.

Продолжительность этапа добычи, который начался в 2007 году в отношении северо-восточной турнейской залежи и в 2008 году в отношении остальных залежей Чинаревского месторождения, по всем залежам составляет 25 лет. Nostrum должен в течение этого периода соблюдать условия разрешения на добычу и Техсхемы. Директора уверены, что Nostrum выполнил все эти контрактные обязательства.

Хотя на сегодняшний день Директора уверены, что Nostrum выполнял все свои обязательства по СРП, см. Часть 2 «*Факторы риска—Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли—Группа, возможно, не сможет выполнять свои обязательства по СРП и Лицензии*».

Поправки к СРП

На дату настоящего Проспекта СРП включает в себя десять поправок. Первая поправка, внесенная в 2000 году, еще раз подтвердила определенные экологические обязательства и скорректировала в СРП положение относительно выплаты доли и роялти государству, помимо

определения того, каким образом Nostrum должен возместить государству 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 24 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 государству после завершения первого этапа периода разведки (ранее СРП предусматривало, что Nostrum должен возвратить 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.

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

До истечения этапа разведки 26 мая 2008 года (в соответствии с положениями пятой поправки к СРП) Nostrum 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, на основании седьмой поправки к СРП от 17 ноября 2008 г., согласился продлить период разведки до 26 мая 2011 года, чтобы позволить Nostrum полностью оценить вновь заявленные открытия.

Седьмая поправка также уточнила Лицензионный участок, определила требования к Nostrum на период продления, что включало в себя бурение 12 поисково-разведочных скважин, и предусматривала внесение изменений в статьи СРП, по которым Nostrum обязался привлекать казахстанские товары и компании и давать преимущества казахстанским работникам. Директора уверены, что Nostrum выполнил все эти контрактные обязательства. Кроме того, в седьмой поправке Nostrum согласился поставлять не менее 15% добываемой им сырой нефти покупателям на внутреннем рынке в Казахстане по ценам внутреннего рынка, которые ниже цен, по которым Nostrum мог бы продавать такую нефть на экспортном рынке.

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

Девятая поправка к СРП от 12 августа 2011 года уточняет обязательства Nostrum по СРП в отношении платежей в социальные фонды и затрат на подготовку казахстанских специалистов. Помимо прочих условий и положений девятой поправки к СРП, Nostrum получил увеличение его социальных обязательств по СРП, возмещаемых компенсационной нефтью (Cost Oil), в связи с увеличением расходов по перемещению населения деревни Рожково в 2009 году, а также ремонту и реконструкции инфраструктуры местных государственных дорог.

Десятая поправка к СРП от 28 октября 2013 года предусматривает, среди прочего, продление периода геологоразведки Nostrum, кроме как для турнейских залежей, до 26 мая 2014 года. В апреле 2014 года Nostrum подал заявление в соответствующие органы для дальнейшего продления периода разведки после 26 мая 2014 года. Nostrum считает, что его перспективы на получение такого продления высоки, однако на данный момент Nostrum не рассчитывает получить продление от органов до истечения текущего периода разведки. Директора уверены, что дает Группе достаточное время для выполнения ее запланированной программы геологоразведочных работ, прежде чем она представит результаты государству.

Разрешение на геологоразведочные работы

После заключения десятого дополнительного соглашения к СРП 28 октября 2013 г. срок действия разрешения Nostrum на разведку на Чинаревском месторождении был продлен. В соответствии с таким десятым дополнительным соглашением, срок разведки (кроме как для турнейского горизонта) был продлен до 26 мая 2014 г. В апреле 2014 года Nostrum подал заявление в соответствующие органы для дальнейшего продления периода разведки после 26 мая 2014 года. Nostrum считает, что его перспективы на получение такого продления высоки, однако на данный момент Nostrum не рассчитывает получить продление от органов до истечения текущего периода разведки. После этого Nostrum 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 Nostrum должен был представить в ГКРМ план разработки по конкретным запасам. После оценки и разведки дополнительных запасов нефти и газового конденсата в конце мая 2008 года Nostrum 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 ардатовской залежам).

По Техсхеме, относящейся к нефтяных залежам, требовалось (i) пробурить девять дополнительных эксплуатационных и водонагнетальных 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, позволило Nostrum начать промышленную добычу этих залежей после (i) строительства и ввода в эксплуатацию установки подготовки газа, и (ii) строительства и ввода в эксплуатацию 17-километрового газопровода. Все эти условия выполнены.

Далее в кратком изложении приводятся другие основные условия по СРП:

Выплата роялти

Ставка ежемесячных выплат роялти, производимых Nostrum 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. Часть 2 «*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*».

	Ставка роялти, применимая к сырой нефти на уровне
Объемы добычи сырой нефти (тонн)	
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%

	Ставка роялти, применимая к газу на уровне
Объемы добычи газа (1 000м^3)	
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, помимо выплат роялти, государство получает ежемесячную долю от добычи углеводородов Nostrum. 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 добытых углеводородов, рыночная стоимость которого равна ежемесячным расходам Nostrum, которые могут быть вычтены в соответствии с СРП. Вычитаемые расходы для целей расчета компенсационной нефти включают в себя все эксплуатационные расходы, затраты на разработку и расходы на разведку в отношении завершенной инфраструктуры и скважин 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 добываемых каждый месяц углеводородов, разделяется между государством и Nostrum. Следовательно, увеличение ежемесячных расходов Nostrum 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 годовых объемов добычи сырой нефти и газа, как указано ниже.

	Ставка роялти, применимая к сырой нефти на уровне
Годовые объемы добычи сырой нефти (тонн)	
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%

	Ставка роялти, применимая к газу на уровне
Годовые объемы добычи газа (1 000м^3)	
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%

Государственная доля в общем объеме прибыльной нефти составляла 10% в 2011, 2012 и 2013 годах.

Если Nostrum производит уплату государству в денежной форме вместо фактической доставки нефти в объеме, соответствующем государственной доле прибыльной нефти, то цена (в долларах США) устанавливается такая, какую Nostrum фактически получил в ту же дату за аналогичный объем углеводородов на точке подключения к магистральному трубопроводу на основе коммерческой сделки, за вычетом расходов по транспортировке от магистрального трубопровода.

По истечении срока действия Лицензии и СРП (что произойдет в период с 2031 по 2033 годы, в зависимости от соответствующей географической и геологической зоны) Nostrum обязан передать государству все активы, которые были им приобретены, построены или сооружены в соответствии с рабочей программой и одобренным бюджетом.

Передача сырой нефти

В соответствии с СРП государство имеет приоритетное право на покупку не более 50% углеводородов, добываемых Nostrum (что рассчитывается после раздела с государством соответствующих объемов добычи), по цене, не превышающей цены, сложившиеся на мировом рынке, что определяется Правительством Казахстана. Кроме того, государство в соответствии с СРП имеет право потребовать от Nostrum передать нефть и газ, причитающиеся государству, в натуре в пункты назначения, указанные государством. Кроме того, государство имеет право конфисковать углеводороды, принадлежащие Nostrum по СРП, полностью или частично, в случае войны, природных катастроф или иных чрезвычайных ситуаций. Более того, Правительство Казахстана может потребовать от нефтедобывающих компаний в Казахстане поставлять часть добываемых ими объемов сырой нефти на местные НПЗ с целью удовлетворения местных нужд в энергоресурсах.

В соответствии с седьмой поправкой к СРП Nostrum обязался поставлять не менее 15% от месячного объема добычи сырой нефти на местный рынок. В седьмой поправке не указана цена, по которой должны осуществлять поставки такой сырой нефти.

Налоги – общая часть

Корпоративный подоходный налог

В соответствии с налоговыми нормативно-правовыми актами Казахстана Nostrum осуществляет ежемесячные платежи по корпоративному подоходному налогу по фиксированной процентной ставке 20% от налогооблагаемого дохода Nostrum от контрактной деятельности за каждый год коммерческой добычи в течение срока действия СРП. Любой налогооблагаемый доход от неконтрактной деятельности (например, доходы от хеджирования) облагается налогом по ставке корпоративного подоходного налога, действующей в год реализации дохода.

Платежи за открытие

По СРП Nostrum 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 Nostrum выплатил Государству 3,0 млн. долл. США по шести коммерческим открытиям, о которых было объявлено в мае 2008 года. В 2011 или 2012 никаких платежей государству за открытия произведено не было. За коммерческой открытие, объявленное в октябре 2012 года по башкирскому горизонту, в 2013 году был выплачен бонус за коммерческое открытие в размере 500 000 долл. США.

Бонус за добычу

Nostrum должен выплачивать Государству бонус в размере 1 млн. долл. США за каждые 10 млн. метрических тонн суммарной добычи нефти и природного газа. Планируется, что первый раз Nostrum выплатит бонус в 2016 году.

Возмещение исторических затрат

Nostrum обязан возместить государству в общей сложности 25,0 млн. долл. США по историческим затратам (его расходы на оценочные работы, выполненные до выдачи Лицензии) равными ежеквартальными платежами в течение этапа добычи по СРП, начиная с этапа производства. Nostrum начал производить такие платежи 1 января 2008 года. Nostrum возвратил исторические расходы в сумме 1,0 млн. дол. США в 2011 году, 1,0 млн. долл. США в 2012 году, 1,0 млн. долл. США в 2013 году.

Социальные расходы

Кроме того, в соответствии с девятой поправкой к СРП, Группа обязана выполнить ремонт и реконструкцию государственных дорог (включая строительство 37-километровой подъездной дороги к месторождению), производить начисление в размере одного процента капитальных расходов в год на нужды образования граждан Казахстана и соблюдать график расходования средств на образование (составленный до 2020 года включительно).

Ликвидационный фонд

В соответствии с СРП Nostrum 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 Nostrum в конце срока СРП. Руководство резервирует суммы, необходимые для ликвидационного фонда, и полагает, что посредством формирования таких резервов Nostrum выполняет свои обязательства по осуществлению ежегодных взносов в ликвидационный фонд.

Кроме того, Nostrum производит начисление 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.

Контракты на закупки, имеющие существенное значение для хозяйственной деятельности Nostrum

Контракты на бурение

По состоянию на 31 декабря 2013 года Nostrum заключил четыре основных контракта на услуги по бурению: два с компанией Saipem, один с компанией UNGG и один (о поставке двух буровых установок) с компанией Xi-Bu. Эти контракты предусматривают бурение соответствующим подрядчиком скважин на Лицензионном участке до тех пор, пока не будет пробурено определенное количество скважин. Условия контрактов могут пересматриваться по взаимному согласию Сторон, и Директора ожидают, что они смогут пролонгировать такие контракты на схожих условиях или найти альтернативных поставщиков буровых установок, если это потребуется. Директора считают, что условия этих контрактов являются достаточными для обеспечения реализации программы бурения Группы. Также заключены два контракта на меньшие суммы с компаниями Казбургаз и UNGG на ремонт скважин.

Третий блок установки подготовки газа

Nostrum назначила Ferrostaal Industrieanlagen GmbH и Rheinmetall International Engineering GmbH (50% дочерняя компания Ferrostaal GmbH) в качестве проектного менеджера, отвечающего за управление, инженерно-технические работы, строительство и ввод в эксплуатацию всего проекта третьего блока установки подготовки газа от имени ТОО «Жаикмунай», дочерней компании Nostrum. Изучение предпроектной документации, подготовленной Lexington Group International (США), составило базис, на основе которого инженерно-техническая команда Ferrostaal Industrieanlagen GmbH разработала проект, начавшийся в конце 2012 года. На дату настоящего Проспекта Nostrum находится на окончательных этапах снабжения и первоначальных стадиях детальных предпроектных работ. Nostrum также согласовала условия поставки с тремя поставщиками на поставку оборудования общей стоимостью приблизительно 75 млн. долл. США и ожидает в ближайшие недели, что условия закупок будут согласованы с поставщиками за дополнительную сумму в размере 60 млн. долл. США на поставку оборудования.. Основываясь на текущем графике строительства, Nostrum предполагает, что третий блок установки подготовки газа будет завершен и сдан в эксплуатацию в середине 2016 года. По текущей оценке руководства, общая стоимость настоящего проекта не превысит 500 миллионов долларов США.]

Транспортировка

Транспортировка сырой нефти и конденсата

Транспортные маршруты для экспорта углеводородов Nostrum 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.

Основными вариантами транспортировки на экспорт сырой нефти и конденсата является доставка по железной дороге или по трубопроводу. Сырая нефть и конденсат перекачиваются по принадлежащему Группе 120-километровому нефтепроводу, строительство которого было завершено в январе 2009 года, с Чинаревского месторождения до близлежащего города Ростоши вблизи Уральска, где она на нефтеналивном терминале Группы перегружается в железнодорожные цистерны. При перевозке своей продукции по железной дороге у Nostrum не было случаев снижения качества нефти или конденсата, и, следовательно, есть возможность получения более высокой цены за свою продукцию на экспортных рынках. Кроме того, в результате завершения строительства ее нефтепровода, транспортировка сырой нефти Группы стала более безопасной, менее затратной и более эффективной.

В 2010 году Группа заключила несколько договоров в отношении лизинга 650 железнодорожных вагонов-цистерн для транспортировки нефтепродуктов на период до семи лет, стоимость 6 989 казахстанских тенге в день за вагон. Договоры лизинга могут быть досрочно расторгнуты либо по взаимному соглашению сторон, либо в одностороннем порядке в определенных случаях..

В связи с тем, что Группа поставляет большее количество груза, чем в 2012 году, дебетовое сальдо по расчетам с клиентами увеличилось в 2013 году по сравнению с 2012 годом. Группа продолжает использовать свою способность по достижению наилучшей возможной чистой прибыли путем выбора транспортных маршрутов и объемов груза, которые обеспечивают наилучший оборот.

В качестве альтернативного варианта, имеется трубопровод, эксплуатируемых сторонней организацией, трубопровод KazTransOil, к которой может быть подсоединен нефтепровод Группы. Однако в настоящее время отсутствуют механизмы корректировки стоимости с учетом качества транспортируемых продуктов, которые были покрывали экспортные поставки,

осуществляемые через этот магистральный трубопровод. В отсутствие необходимого соглашения по качеству сырой нефти Группы, Nostrum, соответственно, будет получать более низкую цену за свою продукцию, чем цена, которая может быть получена за нефть такого качества, какой является нефть Группы. В настоящее время Группа не использует этот трубопровод для транспортировки своей сырой нефти и конденсата.

Транспортировка сухого газа и СУГ

Добытый Группой газ доставляется по 17-километровому газопроводу (введенному в эксплуатацию в феврале 2011 года), соединяющему Чинаревское месторождение с газопроводом Оренбург-Новопсков. Максимальная годовая пропускная способность газопровода составляет 5,0 млн. куб. м. Поскольку газ продается в точке врезки в магистральный трубопровод, Группа не обязана платить какие-либо дополнительные тарифы за транспортировку.

Кроме того, Группа привлекла сторонних подрядчиков для транспортировки СУГ автоцистернами до железнодорожных грузовых терминалов, эксплуатируемых третьими сторонами и находящимися недалеко от Уральска. Затем СУГ доставляется по железной дороге конечному покупателю.

Продажи и маркетинг

Сырая нефть и конденсат

В соответствии с СРП, Nostrum договорился предоставить 15% добываемой им сырой нефти на внутреннем рынке, а остаток сырой нефти продать на экспортном рынке.

До 2010 г. Группа поставляла основную часть своей экспортируемой сырой нефти на условиях FCA («франко-перевозчик») Уральск, при этом в 2009 году цена была основана на рыночной цене сырой нефти марки Brent за вычетом скидки, которая покрывает железнодорожные сборы, транспортные расходы, разность в качестве и плату торговца, которые взимаются при поставке сырой нефти из Уральска в конечный пункт назначения на нефтеперерабатывающих заводах в Финляндии и Украине. С 2011 года Группа продавала свою сырую нефть и конденсат на условиях DAP («поставка до места») и FOB («франко-борт»). Преимущество от продажи на условиях DAP и FOB заключается в том, что 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 продажу на условиях DAP и FOB, поскольку, как полагает руководство, Группа получит выгоды от чистого уменьшения общих расходов на транспортировку.

До 2010 года Группа заключала договоры на поставку сырой нефти с одним или несколькими трейдерами. Трейдеры затем заключали договоры с конечными покупателями на поставку нефтепродуктов Группы. Группа не заключала контракты на сырую нефть со своими конечными покупателями.

В 2011 г., 2012 г. и 2013 г., практически все нефтепродукты Nostrum были проданы напрямую его конечным покупателям. В 2011 г. весь конденсат Nostrum был продан напрямую его конечным покупателям. Однако в 2012 г. бóльшая часть конденсата Nostrum была продана через трейдеров-третьих лиц, а оставшаяся часть была продана его конечным покупателям. В 2013 г. примерно половина конденсата была продана через трейдеров-третьих лиц, и примерно половина была продана конечным покупателям Nostrum.

Сухой газ и СУГ

Поставки сухого газа Группой осуществляются двум крупным покупателям газа Группы в пункт подключения Группы к газопроводу Оренбург - Новопсков. Цены на продукты

переработки газа обсуждаются с покупателями ежегодно в соответствии с годовыми контрактами по рыночным ценам на коммерческих условиях. Двумя покупателями сухого газа Группы являются крупные газовые компании в Казахстане, и деловые отношения между ними и Группой были стабильными с самого их начала.

В 2011 году, 2012 году и 2013 году, практически весь СУГ Nostrum продавался непосредственно его конечным покупателям. Транспортировка СУГ Nostrum осуществляется автомобильным и затем железнодорожным транспортом.

Вопросы охраны окружающей среды

Одной из задач Директоров является обеспечение соблюдения действующих внутренних и международных стандартов в области охраны окружающей среды. Nostrum подготавливает и предоставляет уполномоченным органам ежегодный план проведения работ в соответствии с казахстанским природоохранным законодательством. Кроме того, Nostrum начал осуществлять внедрение экологических норм Международной финансовой корпорации и Группы Всемирного банка (IFC/WBG) для производства работ и ожидает достижения соответствия данным стандартам в последующие пять – десять лет.

Группа привлекла внешних консультантов, AMEC Overseas (Cyprus) Limited («**AMEC**»), для проведения комплексной проверки ОТ, ТБ и ООС. По итогам такой проверки (которая была завершена в июле 2013 года) было признано, что Nostrum в основном соответствует казахстанским и международным природоохранным стандартам и нормативам, включающим в себя требования и стандарты Международной финансовой корпорации и Группы Всемирного банка (IFC/WBG).

Политика Nostrum в области охраны окружающей среды включает следующие основные цели: (i) прекратить сжигание газа на факеле; (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 Nostrum 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.

Для получения сведений о соответствии Nostrum действующим требованиям в области охраны окружающей среды см. Часть 8 «*Обзор отрасли и нормативного регулирования—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:

	Год, завершившийся					
	2013	**2012**	**2011**	**2010**	**2009**	**2008**
Месторасположение						
Чинаревское месторождение	633	656	577	500	439	396
Уральск	274	218	170	144	177	142
Итого	**907**	**874**	**747**	**644**	**616**	**538**

Среднее количеств сотрудников (эквивалент полной занятости), работающих в Группе, возросло в течение 2013 года в связи с общим ростом производственной деятельности компании, после роста в 2012 году в связи с общим ростом объемов производства продукции

на установке подготовки газа. В Nostrum не было случаев приостановки работ, забастовок или подобных мероприятий за прошедший период, и взаимоотношения компании с сотрудниками можно считать хорошими.

Директоры уверены, что Группа во всех существенных отношениях соблюдала применимые стандарты в области охраны здоровья и техники безопасности, действующие в нефтегазовой отрасли в Казахстане. См. Часть 8 «*Обзор отрасли и нормативного регулирования—Нормативное регулирование в Казахстане—Соблюдение норм охраны труда и техники безопасности*».

Судебные разбирательства

Nostrum не был вовлечен в разбирательства с государственными органами, судебные или арбитражные разбирательства (включая любые такие находящиеся на рассмотрении или угрожающие нам разбирательства, о которых Группе было бы известно), за период 12 месяцев до даты настоящего Проспекта, которые могут оказать или оказали в предыдущие 12 месяцев существенное влияние на финансовое положение или прибыльность Группы.

Страхование

По мнению Директоров, типы структуры страхового обеспечения, ограничения и качество планов страхования Группы сравнимы с соответствующими условиями в других казахстанских компаниях такого же размера.

Группа страхует от некоторых своих рисков по следующим контрактам обязательного страхования:

(a) общее страхование ответственности перед третьими лицами;

(b) страхование ответственности работодателя;

(c) экологическое страхование и

(d) гражданская ответственность владельца транспортных средств.

На дату настоящего Проспекта требуемые по законодательству Казахстана. Кроме того, Группа заключила следующие договоры добровольного страхования:

(a) добровольное страхование грузов;

(b) контракт добровольного страхования нефтяных работ;

(c) добровольное страхование ответственности перед третьими лицами;

(d) договор добровольного страхования имущества; и

(e) добровольное страхование имущества установки подготовки газа.

Компания также организовала 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 Часть 2 «*Факторы риска—Факторы риска, относящиеся к коммерческой деятельности Группы— Страховое покрытие Группы не покрывает все риски и 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 Texaco, которые приобретают доли в проектах мирового масштаба, таких как ТШО, Норт 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, Sinopec и KNOC. ЛУКОЙЛ и Роснефть являлись лидерами инвестирования в Казахстане среди российских нефтегазовых компаний, которые сосредоточились на оффшорных проектах Каспийского моря.

ЧАСТЬ 8
ОБЗОР ОТРАСЛИ И НОРМАТИВНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

Информация, содержащаяся в настоящем разделе, имеет целью дать общее представление об отрасли добычи нефти и газа в Казахстане и Каспийском регионе. Данная информация, если инее указано иное, была получена из документов, веб-сайтов и иных публикаций, выпущенных Президентом Казахстана, Агентством Республики Казахстан по статистике, Министерством финансов Казахстана, Компетентным органом и иными публичными источниками.

Некоторые сведения о рынке и конкурентоспособности были почерпнуты из публикаций правительства США и других сторонних источников, включая общедоступные данные Всемирного банка, исследовательского центра The Economist Intelligence Unit, ежегодного статистического издания BP Statistical Review of World Energy за 2013 год, а также из сообщений и публикаций казахстанской прессы, указов и постановлений Правительства Казахстана. Что касается представленной статистической информации, аналогичная статистика может быть доступна в других источниках, хотя исходные предположения и методика и, соответственно, итоговые данные в разных источниках могут варьироваться.

Обновление некоторых источников происходит лишь на периодической основе. Это означает, что некоторые данные за текущие периоды не могут быть получены, и мы не можем дать гарантии того, что такие данные не были пересмотрены или не будут впоследствии изменены.

Обзор

Каспийский регион включает части тех стран (включая Россию и Иран), которые прилегают к Каспийскому морю. Часть Узбекистана также считается частью Каспийского региона ввиду ее близости к Каспийскому морю. До настоящего времени двумя основными нефтедобывающими странами в Каспийском регионе были Казахстан и Азербайджан. Предполагается, что эти страны останутся лидерами в данном регионе в области нефтедобычи в ближайшем будущем, чему будет способствовать рост добычи на существующих месторождениях и разработка недавно открытых месторождений. Туркменистан и Узбекистан являются основными производителями газа в Каспийском регионе, однако не добывают хоть сколь-нибудь значительных объемов сырой нефти, которые были бы сопоставимы с объемами, добываемыми Казахстаном и Азербайджаном. Кроме того, те территории России и Ирана, которые находятся вблизи Каспийского моря, не являются источником значительного объема добычи нефти для этих стран. Россия, тем не менее, играет важную роль в данном регионе, поскольку предоставляет транспортный коридор между Каспийским и Черным морями.

Инвестиции в нефтегазовую отрасль Казахстана

С 2000 г. Казахстан переживает значительный экономический рост. Двумя из основных катализаторов такого роста стали экономическая реформа и иностранные инвестиции, значительная доля которых концентрировалась в секторе энергетики. Экспорт сырой нефти существенно вырос с 2000 г., и нефть из Казахстана в настоящее время поставляется большей частью на международные рынки по трубопроводам через Россию в пункты отгрузки на Черном море. Открытие трубопровода Каспийского трубопроводного консорциума («**КТК**») в 2001 г. значительно увеличило возможности Казахстана по экспорту сырой нефти.

Международные инвестиции в казахский нефтегазовый сектор большей частью принимали форму совместных предприятий, в том числе для сотрудничества с государственной нефтегазовой компанией АО «НК «КазМунайГаз» («**НК КМГ**»), а также соглашений о разделе продукции и прямого предоставления недропользователям прав на разведку/добычу. Крупные проекты в Казахстане включают месторождения Тенгиз, Карачаганак и Кашаган. ТОО «Тенгизшевройл» («**ТШО**»), совместное предприятие, между ChevronTexaco, ExxonMobil, Lukarco и НК КМГ, разрабатывает нефтяные месторождения Тенгиз и Королевское в

соответствии с лицензией на добычу, выданной в 1993 г. Эта лицензия была первоначально выдана на 10 лет, но ТШО вправе продлить ее срок в общей сложности до 40 лет; ТШО продлило срок ее действия в 2003 г. В апреле 2013 г. ChevronTexaco объявило о намерении обратиться за продлением сока лицензии до 2070 г. Консорциум Karachaganak Petroleum Operations («**КПО**»), разрабатывающий Карачаганакское месторождение, ведет работы в соответствии с окончательным соглашением о разделе продукции, заключенному с Правительством Казахстана правительством в 1997 г. на 40 лет. Кашаганский консорциум, разрабатывающий Кашаганское месторождение, также был создан в 1997 г. по заключенному с Правительством Казахстана соглашению о разделе продукции на 40 лет, которое охватывает запасы месторождений Кашаган, Каламкас, Актоты и Кайран.

В мае 2003 года президент Назарбаев одобрил новую программу развития региона Каспийского моря (которая на настоящий момент еще не вступила в силу) на период до 2015 г. включительно, которая создала новые морские блоки (или потенциальные нефтяные месторождений), которые были выставлены на тендер Компетентным органом в период между 2003 и 2010 годами. НК КМГ имеет обязательную долю не менее 50% во всех проектах, связанных с новыми морскими блоками.

В декабре 2004 года были приняты некоторые поправки к Старому закону о недрах. Поправки предусматривали, что в случае запланированной передачи прямой доли участия как по существующим, так по новым контрактам на недропользование государство имеет преимущественное право покупки такой доли на условиях не хуже, чем те, которые были согласованы сторонами запланированной передачи.

В августе 2007 года Правительство заявило, что Кашаганский консорциум нарушил некоторые положения выданной ему лицензии и природоохранного законодательства, и в связи с этим приостановило работы консорциума. В результате соглашения об урегулировании, заключенного в январе 2008 года, условия соглашения о разделе продукции были пересмотрены в пользу НК КМГ таким образом, что доля участия НК КМГ удвоилась. Соглашение об урегулировании также обязывало других участников консорциума выплатить НК КМГ 5 миллиардов долларов США до окончания концессии в 2041 году. См. Часть 2 «*Факторы риска—Факторы риска, относящиеся к Казахстану—Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства Казахстана*». Этап I разработки Кашагана, известный как Экспериментальная программа, уже находится на стадии строительства, первая нефть была добыта в сентябре 2013 года. Однако в четвертом квартале 2013 года добыча в Кашагане была приостановлена из соображений безопасности. 3 ноября 2007 года вступили в силу дополнительные поправки в Старый Закон о недрах. Эти поправки предоставили Компетентному органу право инициировать пересмотр условий 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*». Старый Закон о недрах был заменен на Новый Закон о недрах, который был принят 24 июня 2010 года. См. раздел «*Нормативное регулирование в Казахстане— Нормативные требования в отношении прав недропользования—Новый Закон о недрах*».

Обеспеченность запасами нефти и спрос на нефть

По данным ежегодного статистического издания BP Statistical Review of World Energy за 2013 г., на 31 декабря 2012 г. Казахстан занимал двенадцатое место в мире по запасам нефти и двадцатое место в мире по запасам 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 составляли 3,9 миллиардов тонн (что составляет 1,8% мировых доказанных

запасов нефти) и 1,9 триллиона кубических метров (что составляет 0,9% мировых доказанных запасов газа) на 31 декабря 2012 года.

Согласно информации ежегодного статистического издания BP Statistical Review of World Energy за 2013 г., в период между 2001 и 2011 гг. совокупный среднегодовой рост добычи нефти в Казахстане составлял примерно 7,5%. Казахстан добыл приблизительно 81,6 млн. тонн нефти и газового конденсата в 2010 г., 82,4 млн. тонн - в 2011 г., 81,3 млн. тонн - в 2012 г. и 81,8 млн. тонн – в 2013 г., что на 0,6% меньше по сравнению с 2012 г. Правительство Казахстана заявило, что ожидает увеличения годовой добычи нефти и газа до 150 млн. тонн и 79,4 млрд. кубических метров в 2015 году. Предполагается, что основными источниками этого увеличения будут месторождения Тенгиз, Карачаганак и Кашаган.

Как сообщается в ежегодном статистическом издании BP Statistical Review of World Energy за 2013 г., Азиатско-Тихоокеанский регион был крупнейшим в мире географическим районом по потреблению нефти в 2012 г., на него пришлось около 33,6% мирового потребления. Соединенные Штаты являются крупнейшим среди стран потребителем нефти в 2012 г., на них приходится 19,5% мирового потребления нефти. Европа вместе с бывшими советскими республиками стала крупнейшим в мире географическим районом по потреблению природного газа в 2012 г., на него пришлось 34,1% мирового потребления. Среди стран крупнейшим потребителем природного газа являются Соединенные Штаты - 21,9% общего мирового потребления в 2012 г.

Казахстан имеет три крупных нефтеперерабатывающих завода, снабжающих северный регион (Павлодар), западный регион (Атырау) и южный регион (Шымкент), их суммарная планируемая мощность переработки составит 21,0 млн. тонн в год к 2022 году (около 427 000 баррелей в сутки). Все эти три крупных нефтеперерабатывающих завода находятся либо под единоличным, либо под совместным контролем НК КМГ. Сырая нефть также перерабатывается на мини-НПЗ (небольшие частные НПЗ).

За 2013 г. средний совокупный объем производства всех трех заводов составил приблизительно 14,3 млн. тонн нефтепродуктов (приблизительно 5 млн. тонн в Павлодаре, 4,4 млн. тонн в Атырау, 4,9 млн. тонн в Шымкенте).
НПЗ в Павлодаре получает сырую нефть в основном из Западной Сибири; сырьем для НПЗ в Атырау является только отечественная нефть из западного региона Казахстана; НПЗ в Шымкенте получает нефть в основном из южного региона Казахстана. На НПЗ в Атырау проводится модернизация, которая повысит его мощность и обеспечит соответствие его продукции нынешним европейским топливным стандартам.

Обеспеченность запасами газа и спрос на газ

Казахстан является нетто-экспортером газа. Его собственное производство газа планируется увеличить в первую очередь за счет попутного газа месторождений Тенгиз, Карачаганак и Кашаган. Казахстанские запасы газа находятся большей частью на западе страны, рядом с Каспийским морем, около половины которых содержится в Карачаганакском месторождении. Еще одно важное газовое месторождение, Амангельдинское, расположено на юге страны и разрабатывается дочерней компанией НК КМГ «КазТрансГаз».

Добыча газа в Казахстане значительно возросла с 2004 года, когда парламент принял закон, запрещающий промышленную разработку месторождений нефти и газа без использования природного и попутного газа. В результате добыча газа в 2000 году достигла 11,5 млрд. кубических метров, что является самым высоким показателем с 1991 г., когда страна стала независимой. Добыча газа выросла с 19,7 млрд. кубических метров в 2012 г. до 22,8 млрд. кубических метров в 2013 г., увеличившись на 16%.

По прогнозам Компетентного органа, Казахстан, предположительно, увеличит добычу газа до 79,4 млрд. кубических метров в год к 2015 году.

В таблице ниже приводятся уровни потребления газа в Казахстане в указанные годы:

Потребление газа

2008	2009	2010	2011	2012
	(млрд. кубических метров в год)			
8,1	7,8	8,2	9,2	9,5

Источник: BP Statistical Review of World Energy 2013

Транспортировка

Важным аспектом увеличения добычи углеводородов в Казахстане явилось развитие транспортной инфраструктуры, поскольку она, в свою очередь, повысила экспортный потенциал Казахстана.

Сырая нефть

В прошлые периоды отсутствие достаточной пропускной способности трубопроводов, которая могла бы обеспечить доступ на международные рынки, ограничивала Казахстан в возможности использования его нефтяных ресурсов. В 2012 г. Казахстан располагал трубопроводами протяженностью в 20 238 км, из них 7920 км использовались для транспортировки нефти. Тремя основными являются трубопровод Узень – Атырау – Самара («**УАС**»), трубопровод КТК и трубопровод Казахстан - Китай. Казахстан транспортировал по трубопроводам приблизительно 214.1 млн. тонн продукции в 2011 г. и 213.2 млн. тонн продукции в 2012 г. Так как Казахстан не имеет выхода к морю, маршруты его трубопроводов приходится прокладывать через территории соседних стран, чтобы выйти на международные рынки.

Трубопровод КТК, который находится в эксплуатации с 2001 года, является основным экспортным маршрутом. Он простирается на 1 510 км, начинаясь в месторождении Тенгиз, проходя по территории России и заканчиваясь на черноморском терминале КТК рядом с российским портом Новороссийск. Трубопровод КТК стал первым крупным трубопроводом на территории России, не принадлежащим на 100 процентов российскому трубопроводному оператору «Транснефть». В 2011 году акционеры КТК запустили в разработку проект по расширение пропускной способности трубопровода до 67 млн. тонн, намеченный к выполнению в три этапа, первый из которых будет завершен к 2014 г. В 2011, 2012 и 2013 гг. объем сырой нефти, транспортированной по трубопроводу КТК, составил приблизительно 34,2 млн. т, 30, 6 млн. т и 32,7 млн. т, соответственно.

Трубопровод УАС транспортирует нефть из месторождений в Атырауской и Мангистауской областях в Россию. Трубопроводная система имеет протяженность приблизительно в 1500 км, пролегая от Узени на юго-западе Казахстана до Атырау, переходя затем на территорию России, где соединяется с российской трубопроводной системой Транснефти в Самаре. В июне 2002 года Казахстан подписал с Россией договор о транзите нефти сроком на 15 лет. В рамках этого договора Казахстан будет экспортировать не менее 17,5 млн. тонн сырой нефти в год, используя российскую трубопроводную систему. В рамках недавней модернизации трубопровод был дополнительно оснащен насосными станциями и установками подогрева нефти, и сейчас его пропускная способность составляет около 600 000 баррелей в сутки. До завершения строительства трубопровода КТК практически все свою нефть Казахстан экспортировал 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 и Средиземным морями. Строительство газопровода было завершено в мае 2005 года, его эксплуатация началась в июле 2006 года, стоимость составила приблизительно 4 млрд. долл. США. Пропускная способность составляет 1 млн. баррелей в сутки. Трубопровод в основном обслуживает продукцию 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 доставлялась танкерами по Каспийскому морю в Баку. Объем казахстанской нефти, перекачиваемый по трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан, постоянно увеличивался с октября 2008 года, когда Казахстан начал использовать этот маршрут. По данным Государственного комитета статистики Азербайджана, объем увеличился с 17 400 тонн в октябре 2008 года до 240 200 тонн в феврале 2009 года. В 2009 году по нефтепроводу Баку-Тбилиси-Джейхан было транспортировано 1,9 млн. тонн казахстанской нефти, по данным Государственного комитета статистики Азербайджана. Однако по данным Государственной нефтяной компании Азербайджана, Казахстан прекратил транспортировку казахстанской нефти по трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан в январе 2010 года. Согласно недавним заявлениям, Казахстан возобновил транспортировку нефти по этому трубопроводу в конце 2013 года с целью транспортировать до 4,5 млн. т сырой нефти в 2014 году.

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 по трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан. Для облегчения экспорта нефти из месторождения Кашаган в ближайшие десять лет Казахстан в настоящее время разрабатывает Казахстанскую Каспийскую Систему Транспортировки («**ККСТ**»), которая включает в себя строительство наземного трубопровода с суточной пропускной способностью 600 000 баррелей, который протянется на 515 миль от Ескене в Западном Казахстане до окрестностей Актау, где будет построен новый терминал Курык на Каспии 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. Несмотря на то, что оно является пока предварительным, это первый практический шаг к созданию системы с определенными условиями по поставкам, тарифам и другим вопросам, который задает направление транскаспийской транспортировки нефти. Срок реализации, этапы и пропускная способность системы ККСТ, как ожидается, будут связаны со вторым и третьим этапами развития Казахстана.

Трубопровод Казахстан-Китай состоит из двух участков трубопровода советской постройки и трех крупных новых участков общей протяженностью приблизительно 2 800 километров от Атырау в западном Казахстане до Алашанькоу на казахстано-китайской границе. На китайской границе трубопровод подключается к инфраструктуре северо-западной китайской провинции Синьцзян-Ганьсу. Трубопровод был построен в несколько этапов:

- Строительство первой секции длиной 449 км на участке Кенкияк – Атырау было завершена в 2003 году. Нефть временно направляется в западном направлении, открывая путь для экспорта нефти из района Актобе по трубопроводам КТК и Атырау – Самара. Планируется изменить направление потока на этом участке, чтобы позволить нефти, добываемой в Каспийском регионе, течь по этому трубопроводу и далее в Китай.

- Участок трубопровода Атасу-Алашанкоу протяженностью 965 км вступил в промышленную эксплуатацию в июле 2006 г. Трубопровод дает возможность экспортировать нефть из Тургайского бассейна на юге Казахстана и из России в Китай.

- Строительство секции Кенкияк – Аральск – Кумкол длиной 794 км была завершена в июле 2009 года, ее промышленная эксплуатация началась в октябре 2009 года. По ней транспортируется нефть их месторождений Кенкияк (Актюбинская область).

Общая пропускная способность трубопровода в Китай составляла 200 000 барр./сут, была увеличена до 240 000 барр./сут в 2011 году; к 2014 году ее планируется увеличить до 400 000 барр./сут). Секция Кенкияк – Атырау имеет меньшую пропускную способность -- 120 000 барр./сут, ее планируется увеличить до 180 000 барр./сут, а затем -- до 240 000 барр./сут.

Срок изменения направления на участке Кенкияк – Атырау не определен, и решение о таком изменении будет приниматься на Правительством Казахстана. Такое решение может быть принято, когда пропускная способность будет достаточной для приема всей продукции из месторождений в районе Кенкияк для экспорта на восток, предположительно, в 2014 г.

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

Транспортировка железнодорожным транспортом являлась основным маршрутом экспорта казахстанской нефти до расширения трубопроводов УАС и КПК и остается альтернативным вариантом транспортировки.

Природный газ

12 318 из 20 230 км трубопроводов Казахстана в 2012 г. использовались для транспортировки газа (в основном это был транзитный газ из соседних стран).

Газопроводы в западном Казахстане, за исключением газопровода Макат – Атырау – Астрахань, предназначены доставлять газ в трубопровод Средняя Азия – Центр. Трубопровод имеет два ответвления, которые соединяются в г. Бейнеу на юго-западе Казахстана, затем пересекают российскую границу и соединяются с российской трубопроводной системой. Восточное ответвление трубопровода начинается от юго-восточного газового месторождения Туркменистана, а западное -- на каспийском побережье Туркменистана. Годовая пропускная способность газопровода «Средняя Азия – Центр» составляет 60,2 млрд. кубических метров.

В декабре 2010 г. Казахстан приступил к строительству газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент для транспортировки газа из западного Казахстана для использования в его южных районах и экспорта в Китай. Первый этап проекта, охватывающий участок Бозой-Шымкет с пропускной способностью в 2,5 млрд. куб. м, был завершен в 2013 г. Второй этап, включающий участок Бейнеу-Бозой, который увеличит пропускную способность до 10 млрд. куб. м в год, планируется завершить к концу 2015 г.

Газопровод Бухара – Урал начинается в Узбекистане и первоначально строился для доставки газа из Узбекистана в северо-восточный Казахстан и юго-восточные области Уральского региона России. Направление потока в трубопроводе является регулируемым, и иногда газ по трубопроводу направляется из России в южном направлении. Годовая пропускная способность газопровода Бухара – Урал составляет около 24 млрд. кубических метров.

Транзитный газопровод Бухара-Ташкент-Бишкек-Алматы используется для транспортировки газ из Узбекистана в основные населенные южные районы Казахстана. Между Шымкентом и Алматы трубопровод проложен по территории Кыргызстана для снабжения газом Бишкека, столицы Кыргызстана. Годовая пропускная способность газопровода Бухара-Ташкент-Бишкек-Алматы составила 5,8 млрд. кубических метров.

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 оконечности Каспийского моря. Оно было открыто в 1979 году в Атырауской области. По оценке, извлекаемые запасы Тенгизского месторождения составляют от 750 млн. тонн (5,5 млрд. барр.) до 1 100 млн. тонн (8,1 млрд. барр.) нефти. В 2004 году на месторождении Тенгиз было добыто 13,7 млн. тонн (276 тысяч баррелей в сутки) нефти, тогда как в 2005 и 2006 гг. было добыто соответственно 13,6 млн. тонн (274 000 баррелей в сутки) и 20,0 млн. тонн (403 000 баррелей в сутки). В конце 2007 года ТШО добывало приблизительно 300 000 баррелей нефти и 11,2 млн. кубометров газа в сутки. В 2008 году добыча сырой нефти ТШО, согласно сообщениям, достигла 17,3 млн. тонн. В октябре 2008 года, когда были завершены закачка сернистого газа и расширение второй генераторной установки, суточная добыча увеличилась до 540 000 баррелей в сутки. Добыча нефти за 2013 г. составила приблизительно 27 млн. т. Проект будущего роста станет очередным масштабным расширением добычи нефти Тенгиза, которое имеет целью увеличить добычу нефти приблизительно до 38 млн. тонн (720 000 барр./сут). Продукция, добываемая на месторождении Тенгиз, транспортируется по трубопроводу КТК, и запланированное увеличение пропускной способности КТК поддерживает ожидаемое увеличение добычи из Тенгиза в результате Проекта будущего роста. Продукция также переправляется по трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан и по железной дороге в Одессу, Феодосию, Актау и далее в Батуми и Кулеви.

Карачаганкский проект

Карачаганакское месторождение является крупным газоконденсатным месторождением, расположенным в северо-западном Казахстане, площадью около 280 квадратных километров. Месторождение было открыто в 1979 году, и консорциум, который занимается его разработкой, является участником соглашения о разделе продукции с Правительством Казахстана, заключенным на 40 лет. Работы на месторождении ведет КПО, в консорциум входят филиалы ENI SpA, BG Group, Chevron, LUKOIL Overseas и НК КМГ. BG Group вместе с Eni являются совместными операторами, каждый из них владеет 29,25% долей в предприятии.

Карачаганакское является основным газовым месторождением Казахстана. В 2013 году на него приходилось около 41,4% добычи казахстанского газа. Оценочные запасы месторождения составляют 9 млрд. барр. газового конденсата и 48 триллионов кубических футов газа. В 2013 году общий объем добычи на Карачаганаке составил приблизительно 12,0 млн. тонн нефти и конденсата и 17 млрд. кубометров газа. По данным КПО, запасы месторождения составляют приблизительно 2,4 млрд. барр. концентрата газа и 16 триллионов кубических футов природного газа.

В предыдущие годы почти вся добытая на Карачаганаке сырая нефть перерабатывалась на российских предприятиях, связанных с Оренбургским месторождением, находящимся близ другой стороны границы. В апреле 2003 года было завершено строительство ответвления трубопровода в южном направлении к Атырау, которое соединяет Карачаганакское месторождение с главным экспортным трубопроводом Казахстана -- трубопроводом КТК. Это новое соединение позволило увеличить экспорт продукции Карачаганака и уменьшило зависимость участников консорциума от российских покупателей.

В 2009 году Правительство Казахстана обвинило консорциум КТК в различных нарушениях в управлении Карачаганакским проектом, в том числе в преступной деятельности и уклонении от уплаты налогов. В 2011 году было достигнуто соглашение, которое включало передачу 10%

доли в консорциуме КПО Правительству Казахстана и выделение мощностей для прокачки дополнительных 2 млн. тонн в год в трубопроводе КТК. Передача 10% доли была завершена в июне 2012 года.

Северокаспийский проект

Кашаганское месторождение находится неподалеку от северного побережья Каспийского моря, рядом с городом Атырау. В 1997 году консорциум компаний подписал на 40 лет соглашение о разделе продукции, охватывающее пять структур: Кашаган, Каламкас, Актоты, Кайран и Кашаган СВ. Структуры состоят из 11 морских блоков и охватывают площадь в 5 600 квадратных километров. В июне 2000 года, в результате буровых работ и испытания скважин на Восточном Кашагане-1 было обнаружено одно из крупнейших месторождений нефти и газа за последние 30 лет. Месторождение в настоящее время находится в процессе разработки, его продукцию планируется транспортировать по трубопроводу КТК. Владельцем проекта является консорциума North Caspian Operating Company (NCOC), в состав которого входят ENI SpA, ExxonMobil Corporation, Shell, Total S.A., CNPC, INPEX Corporation и НК КМГ. Консорциум вел работы по проекту с 23 января 2009 года, но NCOC передает их четырем компаниям-агентам (Agip KCO, Shell Development Kashagan B.V. (SDK), ExxonMobil Kazakhstan Inc. и НК КМГ), которые отвечают за управление проектом. В августе 2007 года действие лицензии, выданной консорциуму, было приостановлено Правительством по причине заявленного нарушения казахстанских норм охраны окружающей среды. В результате заключения соглашения об урегулировании в январе 2008 года условия соглашения о разделе продукции были пересмотрены в пользу НК КМГ таким образом, что доля участия НК КМГ удвоилась. Соглашение об урегулировании также обязало остальных членов консорциума уплатить НК КМГ 5,0 млрд. долл. США до окончания срока концессии в 2041 году. Бюджет на разработку Кашаганского нефтяного месторождения на шельфе Каспийского моря в 2010 году был сокращен на 3 млрд. долл. США. См. Часть 2 «*Факторы риска—Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли—Группа обязана соблюдать природоохранное законодательство и не может гарантировать того, что она сможет выполнять эти требования в будущем*».

В мае 2012 года партнеры NCOC и Орган по СРП Казахстана, представляющий интересы Казахстана в рамках СРП с NCOC, достигли соглашения о внесении изменения в план и бюджет разработки Кашаганского месторождения, которое было необходимо для отражения нового графика проекта разработки и инвестиционных расчетов. Партнеры NCOC также дали согласие на коммерческую схему для выделения по договору части природного газа, добываемого из Кашаганского месторождения, для сбыта на внутреннем рынке. Первый этап разработки Кашаганского месторождения, получивший название «Экспериментальная программа», был начат в сентябре 2013 г., но добыча по нему была приостановлена после аварии на трубопроводе. Ожидается, что добыча будет возобновлена в 2014 году.

В ноябре 2012 г. ConocoPhillips объявила о своем намерении осуществить отчуждение 8,4% доли в проекте третьему лицу. В июле 2013 г. Правительство Казахстана решило осуществить свое законное преимущественное право для приобретения отчуждаемой доли, одновременно с этим реализуя свою долю в размере 8,4% в пользу CNPC. Оба приобретения были произведены в течение 2013 г. 1 августа 2013 партнеры NCOC объявили, что начинаются работы по опытной эксплуатации морских добывающих сооружений. В сентябре 2013 г. была начата добыча. Однако добыча была приостановлена в связи с утечкой нефти из трубопровода, который шел от искусственного острова D к Болашакскому НПЗ, расположенному на суше. Вскоре добыча была возобновлена, но затем из-за дальнейших утечек была снова приостановлена.

Нормативное регулирование в Казахстане

Нормативное регулирование в отношении нефтегазовой отрасли 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

Общая часть

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. Если иное не предусмотрено законодательством Казахстана и контрактами на недропользование, минеральное сырье 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 применимо), 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 Казахстана, 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 рамках модели, предусматривающей уплату роялти или заключение СРП. В августе 1999 г. в целях упрощения соответствующей процедуры Правительство Казахстана отменило процедуру лицензирования для прав недропользования, предоставленных после сентября 1999 г., а в декабре 2008 г. также была отменена модель СРП. Права недропользования в настоящее время устанавливаются только посредством контракта на недропользование, и выдача лицензии при этом не требуется. Тем не менее, ранее выданные лицензии и СРП, срок действия которых еще не истек, продолжают действовать. Nostrum использует свои права недропользования в режиме «лицензия – договор», действовавшем до августа 1999 г. См. Часть 7 «*Информация о Группе — Лицензии и разрешения 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.;
- контрактный режим, который находился в силе с августа 1999 г. до 7 июля 2010 г. и регулировался Старым Законом о недрах, с периодически вносимыми поправками; и

- действующие нормативные требования в отношении нефтегазового сектора, установленные в соответствии с Новым Законом о недрах, принятым в июне 2010 года и вступившим в силу с 7 июля 2010 года, и недавно принятыми Законами о газе и поставке газа (9 января 2012 года) и Магистральном трубопроводе (22 июня 2012 года).

Старый Закон о недрах и Поправки 1999 года

Правовые рамки, которые ранее регулировали деятельность Nostrum в сфере недропользования по СРП, были установлены с принятием Закона Республики Казахстан No 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 исключительно на основании контракта на недропользование. В соответствии с Поправками 1999 г., порядок лицензирования в отношении прав недропользования, предоставленных после сентября 1999 г., был отменен.

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 недропользователя, 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 г. также предусматривали, что передачи прав недропользования, включая внесение прав недропользования в уставный капитал, передачу прав недропользования в ходе процедуры банкротства и залог прав недропользования, требовали согласия Компетентного органа.

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 Правительством 13 августа 2008 года (и в дальнейшем заменил собой список, утвержденный Правительством Казахстана 4 октября 2011 года). Поправки 2007 г. предоставили Компетентному органу право инициировать пересмотр условий контрактов на недропользование и требовать: (a) внесения изменений и/или дополнений к контрактам на недропользование в тех случаях, когда деятельность недропользователя в отношении так называемых «участков недр, имеющих стратегическое значение» ведет к существенным изменениям экономических интересов государства, ставящим под угрозу национальную безопасность, и (b) расторжения контрактов на недропользование, если, среди прочего, стороны не выполняют соответствующие поправки и/или дополнения к

контракту на недропользование в течение шести месяцев с даты согласования с Компетентным органа восстановления экономических интересов государства.

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 не позволяет государству вступать в новые соглашения о разделе продукции с подрядными организациями.

Новый Закон о недрах

Новый Закон о недрах заменил два основных закона, регулирующих отношения государства и недропользователей в нефтегазовом секторе; (i) Старый Закон о недрах и (ii) Закон Республики Казахстан «О нефти» (№ 2350 от 28 июня 1995 г., с изменениями и дополнениями) (последний дублирует большую часть положений Старого Закона о недрах). 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) устранение стабильности условий контрактов на недропользование.

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 и добычи грунтовых вод в объеме не более 50 куб.м. 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 или по итогам прямых переговоров с Компетентным органом, за некоторыми исключениями.

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 права государства были сохранены в Новом Законе о недрах из Старого Закона 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, 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 Правительство Казахстана 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**»). Объектами 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, если основная деятельность такого Контролирующего юридического лица относится к недропользованию в Республике Казахстан («**Контролирующее юридическое лицо**»). 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 исключением договоров на добычу грунтовых вод или общераспространенных полезных ископаемых.

  За некоторыми ограниченными исключениями, рассмотренными в разделе «— *Согласие на передачу прав недропользования и Объектов*», отказ государства от его приоритетных прав 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, выпущенные любым юридическим лицом-недропользователем или Контролирующим юридическим лицом, включая любые дальнейшие открытые размещения ценных бумаг таких юридических лиц на организованном рынке ценных бумаг. Кроме того, такие открытые размещения акций требуют разрешения Компетентного органа, которое может быть выдано в соответствии с положениями Нового Закона о недрах.

- *Согласие на передачу прав недропользования и Объектов*

  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 согласия 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 дальнейшей переработки, если такая переработка предусмотрена соответствующим контрактом на недропользование и выполняется на территории Казахстана 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, выпущенные юридическим лицом-недропользователем или Контролирующим юридическим лицом, включая дальнейшие размещения 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:

  (a) в 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»); и

  (b) 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; или

- 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 или контролирующего юридического лица.

В таких случаях отказ государства от его приоритетных прав также не требуется.

Любые сделки или другие действия, относящиеся к данному предмету, осуществленные без требуемого согласия Компетентного органа и отказа от принадлежащего государству приоритетного права, могут быть признаны 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 согласия Компетентного органа в случаях, когда такое согласие требуется.

- *Контракты на недропользование в отношении прав пользования участками недр, имеющими стратегическое значение*

В октябре 2011 года Правительство Казахстана утвердило перечень из более чем 300 месторождений углеводородов (включая Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение), твердых минералов и грунтовых вод в качестве месторождений, имеющих стратегическое значение. Новый Закон о недрах не устанавливает критериев, по которым месторождение относится к «имеющим стратегическое значение». Правительство Казахстана по собственному усмотрению решает, относится то или иное месторождение к «имеющим стратегическое значение» или нет. Соответственно, отсутствуют какие-либо правовые основания или механизмы, равно как какие-либо действия или меры, которые могут быть приняты в соответствии с законодательством Казахстана для получения каких-либо гарантий от Правительства Казахстана или какого-либо иного органа власти относительно того, насколько вероятно, что другие месторождения Nostrum не будут отнесены к такой категории в будущем.

В соответствии с Новым Законом о недрах, в случае если действия недропользователя в приводят к изменению экономических интересов Казахстана, создающему угрозу национальной безопасности, Компетентный орган вправе потребовать изменения условий контракта на недропользование, в том числе контракта, заключенного до вступления в силу Нового закона о недрах. Закон о национальной безопасности определяется термин «угрозы национальной безопасности» как совокупность внутренних или внешних факторов, препятствующих реализации национальных интересов Казахстана, при этом термин «национальные интересы» определены очень широко как любые законодательно признанные политические, экономические или социальные потребности Казахстана, от реализации которых зависит способность государства обеспечивать защиту прав человека и гражданина, ценностей казахстанского общества и основ конституционного строя Казахстана. Основной критерий, позволяющий расторгнуть контракт на недропользование, т.е. «изменение экономических интересов Казахстана, создающее угрозу национальной безопасности», не вполне конкретен, и его наличие или отсутствие будет устанавливаться по усмотрению соответствующих государственных органов в каждом конкретном случае.

Если введение изменений, предложенных Компетентным органом, не произойдет или не будет согласовано, Компетентный орган вправе в одностороннем порядке досрочно прекратить действие соответствующего контракта, если выполнены следующие условия:

(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; или

(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) если в срок до шести месяцев с даты достижения согласованного решения по восстановлению экономических интересов государства стороны не подпишут согласованные изменения и/или дополнения в условия контракта, отражающие результаты данных переговоров.

Кроме того, в качестве крайней санкции, Компетентный орган (на основе решения Правительства Казахстана) имеет право в одностороннем порядке расторгнуть контракт на недропользование в отношении месторождения, имеющего стратегическое значение, направив предварительное уведомление за два месяца до предполагаемой даты расторжения, если правительство Казахстана полагает, что существует угроза национальной безопасности.

Несмотря на широкий характер этих определений, условие, связанное с «угрозами национальной безопасности», как представляется, является достаточно «высоким» критерием для обеспечения того, чтобы Правительство Казахстана использовало свое право на одностороннее расторжение в крайних случаях и без злоупотребления.

Из публичных обсуждений, которые предшествовали введению Нового Закона о недрах, было очевидно, что это положение, а также некоторые другие положения Нового Закона о недрах, были направлены на расширение предоставленных Правительству Казахстана правовых инструментов для противодействий группе крупных недропользователей, не желавших с понимаем относиться к попыткам Правительства Казахстана пересмотреть экономические условия соответствующих контрактов на недропользование. После введения Нового Закона о недрах, согласно общедоступным данным, Правительство Казахстана ни разу не воспользовалось этим положением в отношении каких-либо месторождений, имеющих стратегическое значение. См. Часть 2 «*Факторы риска—Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли—Группа, возможно, не сможет выполнять свои обязательства по СРП и Лицензии» и «Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства*».

- *Правила закупок*

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 специфических казахстанских требований к содержанию. См. раздел «*Факторы риска—Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли—Группа, возможно, не сможет выполнять свои обязательства по СРП и Лицензии*» и «*Факторы риска — Риски, относящиеся к Казахстану —Группа подвержена риску неблагоприятных суверенных действий со стороны Правительства*».

Новый закон о магистральных трубопроводах

Закон «О магистральных трубопроводах» № 20-V от 22 июня 2012 года («**Закон о магистральных трубопроводах**») служит унифицированной законодательной базой для строительства, владения и эксплуатации магистральных трубопроводов и представляет собой еще один шаг в направлении усиления контроля государства над стратегическими отраслями промышленности.

В соответствии с Законом о магистральных трубопроводах государство обладает преимущественным правом участвовать в любых вновь построенных магистральных

трубопроводах, при этом доля такого участия должна составлять не менее 51%. Кроме того, Закон о магистральных трубопроводах предусматривает, что если государство, национальная управляющая холдинговая компания или национальная компания прямо или косвенно владеет не менее чем 50% акций или долей участия, услуги оператора должен предоставлять национальный оператор, если Правительство Казахстана не решит уполномочить другое юридическое лицо (в котором государство, национальная управляющая холдинговая компания или национальная компания владеет не менее чем 50% акций или долей участия) для предоставления таких услуг с целью обеспечения соответствия международным договорам.

Закон о магистральных трубопроводах (а также законодательство, регулирующее деятельность естественных монополий) предусматривает равное право доступа поставщиков к услугам магистральных трубопроводов при наличии свободной пропускной способности, при условии определенных законодательных ограничений. В случае ограниченной пропускной способности услуги транспортировки нефти и нефтепродуктов должны предоставляться в приоритете, установленном Законом о магистральных трубопроводах, при этом приоритет отдается поставщикам, поставляющим нефть на НПЗ внутри страны. Закон о магистральных трубопроводах также предоставляет возможность проведения операций «своп» (то есть обмена продуктов одного поставщика на продукты другого поставщика) с целью поставки нефти на отечественные НПЗ и газа на внутренний рынок и/или за пределы Казахстана по письменному согласию владельца трубопровода (или любого другого лица, законно обладающего правами на такой трубопровод), Компетентного органа и соответствующих обменивающихся лиц.

Новый закон о газе и поставках газа

Закон о газе и поставках газа № 532-IV от 9 января 2012 года («**Закон о газе**») консолидирует положения различных нормативных актов, которые ранее регулировали данную область.

В соответствии с Законом о газе, дополнительно уточнено право собственности государства на попутный газ. Государство является собственником попутного газа, добываемого в Казахстане (по всем новым контрактам и старым контрактам, предусматривающим, что государство является собственником такого попутного газа) и передаваемого государству нефтедобывающими компаниями (по старым контрактам, согласно которым недропользователь является собственником попутного газа).

Закон о газе устанавливает приоритетное право государства на покупку (через национального оператора, государственную компанию АО «КазТрансГаз») на условиях, не менее благоприятных, чем те, что были предложены третьей стороной: (i) любой объект со встроенной системой поставки газа для продажи (трубопровод подключения, магистральные трубопроводы, хранилища продаваемого газа и другие объекты для добычи, транспортировки, хранения, продажи и потребления газа); (ii) доля в праве общей собственности на такие объекты, и (iii) акции (доли участия) владельца таких объектов (т.е. любая нефтедобывающая компания, владеющая установками подготовки газа или трубопроводами подключения для продажи газа).

Кроме того, Закон о газе предусматривает приоритетное право государства на покупку (через национального оператора) очищенного газа по цене, утвержденной Компетентным органом и рассчитанной в соответствии с формулой, приведенной в постановлении Правительства Казахстана. Если Государство отказывается от своего приоритетного права, продавец вправе продать газ третьей стороне.

Компетентный орган и другие регулирующие органы

Общая часть

Государство играет роль в четырех областях управления недрами. В первую очередь, Правительство Казахстана, среди прочего, несет ответственность 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, 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 Министерство нефти и газа), у которого имеются полномочия по заключению и исполнению нефтегазовых контрактов, и через ряд других государственных органов. В-третьих, Приоритетное право государства осуществляется через национальный управляющий холдинг (АО «Национальный управляющий холдинг «Самрук Казына»), государственную нефтегазовую компанию (НК КМГ) и уполномоченные государственные органы. И, наконец, местные исполнительные органы несут ответственность, среди 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

В соответствии с постановлениями Правительства Казахстана, принятыми в 2010 г., Министерство нефти и газа является Компетентным органом и Уполномоченным органом в области нефти и газа. В соответствии с Новым Законом о недрах и другим действующим законодательством, Министерство нефти и газа, среди прочего, несет ответственность за:

- реализацию государственной политики в области нефти и газа, транспортировки в нефтехимической и углеводородной отраслях;
- 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 Казахстана;
- 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;

- лицензирование деятельности, связанной с проектированием и эксплуатацией нефтегазовых объектов и проектированием магистральных трубопроводов;

- 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 и водных ресурсов («**МООСВР**»), отвечающее за защиту окружающей среды и сохранение минеральных ресурсов;

- Министерство индустрии и новых технологий («**МИНТ**»), являющееся компетентным государственным органом для недропользователей, осуществляющих разведку и добычу полезных ископаемых (кроме общераспространенных полезных ископаемых) в районе производства работ;

- Комитет по техническому регулированию и метрологии, контролирующий соответствие нефтегазового оборудования казахстанским стандартам качества и безопасности; и

- Комитет геологии и недропользования, который выдает акты, удостоверяющие геологические и горные отводы;

- Министерство чрезвычайных ситуаций, которое, среди прочего, контролирует добычу полезных ископаемых и чей Комитет по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью («**КГКЧС**»), среди прочего, контролирует вопросы здоровья и техники безопасности;

- различные правительственные полномочные органы, ответственные за утверждение строительных проектов и использование водных и земельных ресурсов;

- Агентство по защите прав потребителей, ответственное 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 приоритета при приеме на работу (в том числе приема определенного минимального процента) граждан Казахстана;

- региональные и муниципальные регулирующие органы, ответственные за регистрацию имущества, залогов и закладных; и

- центральные и местные налоговые органы.

Природоохранные разрешения

Природоохранное разрешение («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, а также контрактов на недропользование в отношении Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений. Компании, влияющие на окружающую среду (посредством загрязнения, сбросов и выбросов отходов и т.д.), обязаны получить ПР. ПР обычно выдается сроком до пяти лет либо региональными органами исполнительной власти, либо МООСВР. 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.

МООСВР выдало Nostrum ПР, возобновляемое ежегодно, при условии соблюдения Nostrum условий и положений ПР и действующего экологического законодательства. Согласно ПР, Nostrum разрешается выброс загрязняющих веществ и хранение промышленных и других отходов в количествах, не превышающих определенные предварительно заданные пороговые значения, указанные в ПР. Риски, связанные с нарушением Nostrum условий ПР см. в Части 2 «Факторы риска—Факторы риска, связанные с нефтегазовой промышленностью—Группа обязана соблюдать природоохранное законодательство и не может гарантировать того, что она сможет выполнять эти требования в будущем».

Nostrum в целом соблюдает национальные и международные нормы и стандарты, связанные с добычей нефти и газа на материке (что было подтверждено AMEC в ходе проведения ими комплексной проверки ОТ, ТБ и ООС в 2013 году). AMEC обнаружили только незначительные случаи несоблюдения, связанные с хранением опасных веществ, которые не требуют каких-либо сложных действий по их исправлению.

В феврале 2009 года Казахстан ратифицировал Киотский протокол к Рамочной конвенции ООН об изменении климата («**Киотский протокол**»). Ратификация Киотского протокола, нацеленного на ограничение или прекращение выброса парниковых газов, таких как углекислый газ, повлияла на законодательство Казахстана в области охраны окружающей среды. Эффект от такой ратификации в других странах до сих пор неясен, и соответственно, потенциальные затраты на соблюдение требований, связанных с Киотским протоколом, неизвестны.

Экологический кодекс Казахстана (от 9 января 2007 г., с изменениями) («**Экологический кодекс**») предусматривает порядок контроля климатических изменений в Казахстане, который вступил в силу 1 января 2013 г. С 1 января 2013 г. ни одно лицо не должно заниматься указанными видами деятельности (включая операции в сфере энергетики) без получения квот, указанных в соответствующем разрешении на выброс парниковых газов, которое должно на ежегодной основе предоставляться Комитетом экологического регулирования; при этом данный запрет не распространяется на юридические лица, выброс углекислого газа у которых не превышает 20 000 тонн в год. Были приняты меры для цели получения разрешения на выброс парниковых газов, включая предоставление информации по установке, для которой планируется получить такое разрешение, программу по снижению размера выбросов, а также

внедрение процедур реализации такой программы, включая учет оснований, на которых может быть отказано в предоставлении такого разрешения.

Распределение квот на выбросы производится в рамках национального плана по распределению квот. Национальный план по распределению квот на 2014 и 2015 годы был одобрен Постановлением правительства Республики Казахстан № 1536 от 31 декабря 2013 г. Согласно приложению 2 к национальному плану по распределению квот, размер выбросов Nostrum ограничен 338 521,00 т CO2 или 338 521 ед. выброса в 2014 году и 334 444,00 т CO2 или 333,444 ед. выброса в 2015 году (при условии получения разрешения на выброс парниковых газов).

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**»). Nostrum получил РВП на разведку и добычу промышленно-технических подземных вод 5 декабря 2008 г., которое действительно до 31 декабря 2014 года. См. Часть 2 «*Факторы риска — Факторы риска, относящиеся к деятельности Группы — Группе необходимы поставки значительных объемов воды с тем, чтобы вести свою хозяйственную деятельность, и неполучение воды в нужных объемах может неблагоприятно повлиять на хозяйственную деятельность Группы*». РВП может быть отозвано в случае нарушения условий специального водопользования, определенных в РВП. 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. В случае изменения обстоятельств, связанных с использованием Nostrum водных ресурсов (например, в связи с бурением новых скважин, качеством подземных вод или ограничениями на извлечение воды), Nostrum обязан согласовать такие изменения с региональным департаментом Комитета по водным ресурсам МООСВР. Срок действия РВП может быть продлен при условии соблюдения требований, определенных в соответствующем РВП. Действующее РВП, выданное Nostrum, в полной мере удовлетворяет существующие потребности в воде. 10 января 2014 г. Nostrum обратился за дополнительными РВП на 2015-2016 гг.

Контроль за соблюдением законодательства

Статья 116 Экологического кодекса 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 других областных должностных лиц, которые имеют полномочия по осуществлению контроля за соблюдением требований законодательства об охране окружающей среды и возбуждению судебных процессов.

Статья 117 Экологического кодекса предоставляет государственным должностным лицам, среди прочего, 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 нарушения их условий;

- 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 нормативные разбирательства, уголовные и административные обвинения, связанные с нарушением требований охраны окружающей среды, так как административное и уголовное право устанавливает свои собственные сроки исковой давности.

Соблюдение норм охраны труда и техники безопасности

На деятельность Nostrum влияют различные законы и нормативные акты Республики Казахстан, связанные с вопросами охраны труда и техники безопасности. Деятельность Nostrum регулируется рядом государственных органов, включая Комитет государственного санитарно-эпидемиологического надзора при Министерстве здравоохранения. К числу таких регулирующих законов и нормативных актов относятся Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности», утвержденные Постановлением правительства Республики Казахстан № 167 от 25 января 2012 г., и другие нормативные акты, предусматривающие требования по охране труда в нефтегазовой отрасли. Кроме того, нефтегазовые работы Nostrum в Казахстане регулируются ГКГЧС в части, касающейся отраслевых требований к охране здоровья и технике безопасности. В рамках процесса оценки мер обеспечения охраны здоровья и соблюдения техники безопасности, проведенного в 31 июля 2013 г., AMEC подтвердили, что Nostrum в целом соответствует стандартам здоровья и техники безопасности, применимыми к нефтегазовой промышленности Казахстана. Проведенная AMEC оценка деятельности Nostrum с точки зрения обеспечения охраны здоровья и соблюдения техники безопасности не выявила серьезных проблем.

На деятельность Nostrum 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, СРП и контракты на недропользование в отношении Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений дополнительно требуют, чтобы деятельность Nostrum осуществлялась в соответствии с применимыми требованиями в области охраны здоровья и техники безопасности. В соответствии с нормативными актами Республики Казахстан Nostrum получает сертификат по охране труда и технике безопасности один раз в три года.

Страхование

Законодательство Казахстана устанавливает несколько видов обязательного страхования, которое должно быть получено любыми лицами, осуществляющими определенные виды деятельности. На дату настоящего Проспекта Nostrum соблюдает все обязательные договоры страхования, требуемые в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Следующие виды обязательного страхования применяются к нефтегазовой отрасли в соответствии с законодательством Казахстана:

Страхование работников от несчастных случаев на рабочем месте

В соответствии с Законом Республики Казахстан «Об обязательном страховании работника от несчастных случаев при исполнении им трудовых (служебных) обязанностей» (№ 30-III ЗРК, от 7 февраля 2005 г., с поправками), все работодатели обязаны страховать работников от несчастных случаев 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 любое использование таких транспортных средств без такого страхования запрещено.

Экологическое страхование

В соответствии с Законом Республики Казахстан «Об обязательном экологическом страховании» (№ 93-III ЗРК, от 13 декабря 2005 г., с поправками), любое лицо, осуществляющий экологически опасные виды деятельности, обязано застраховывать риски, связанные с такой деятельностью. Экологическое страхование должно покрывать риски причинения вреда жизни, здоровью, имуществу третьих лиц и (или) окружающей среде в результате экологически опасных 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.), добыча нефти и природного газа в коммерческих целях; хранение нефти, нефтехимических или химических продуктов; и 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 которым 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.

Дополнительная информация приведена в Части 6 «*Информация о Группе — Страхование*».

Лицензирование операций по недропользованию, хранения и транспортировки по трубопроводу

В июле 2007 года вступил в силу новый Закон Казахстана «О лицензировании» («**Закон о лицензировании**»). В соответствии с Законом о лицензировании деятельность, связанная с добычей нефти и газа и эксплуатацией магистрального нефтепровода и газопровода, является лицензированным видом 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. Она выдается Компетентным органом на неограниченный период времени после предоставления необходимой документации, подтверждающей, что соответствующий объект удовлетворяет всем применимым требованиям, 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.

Nostrum не должен получать большинство лицензий на ведение разведочных работ и добычу полезных ископаемых, так как он привлекает на условиях подряда третьих лиц, которые уже владеют соответствующими лицензиями, включая лицензии на выполнение буровых работ на Чинаревском месторождении.

Тем не менее, Nostrum владеет лицензиями на следующие виды деятельности:

- эксплуатация магистральных газо-, нефте- и нефтепродуктопроводов (государственная лицензия № 000102-09 от 7 марта 2012 г.); и

- монтаж и ремонт нефтегазопромыслового, энергетического оборудования, взрывозащищенного электротехнического оборудования, подъемных сооружений, а также котлов с рабочим давлением выше 0,7 кг/см^2 и температурой теплоносителя выше 115 °C, сосудов и трубопроводов, работающих под давлением выше 0,7 кг/см^2 (Государственная лицензия № 002596).

Экспортные пошлины на нефть и газ

В соответствии с Налоговым кодексом 2009 г. экспортная пошлина на сырую нефть была фактически заменена на рентный налог на экспорт, но Правительство Казахстана в 2010 г. заново ввело экспортную пошлину на экспорт сырой нефти.

15 октября 2005 г. Правительство Казахстана 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».

По состоянию на 12 марта 2014 г. ставка экспортной пошлины на сырую нефть составляет 80 долл. США за тонну. Постановление ЭП предусматривает, 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 Казахстана 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. В дополнение к этим освобождениям, отдельная экспортная пошлина взимается в том случае, если страны-импортеры являются сторонами Соглашения о создании зоны свободной торговли, заключенного 18 октября 2011 г. между странами СНГ (напр., Украиной), если иное не предусмотрено таким соглашением.

Несмотря на это, в настоящее время государственные органы пытаются во всех случаях взимать экспортные пошлины на основании Постановления ЭП. Nostrum направил в Министерство финансов и Компетентный орган письмо о том, что экспортная пошлина к Nostrum не относится, и выразил протест против применения к нему этой пошлины. Однако на сегодняшний день Министерство финансов продолжает принуждать Nostrum платить такую экспортную пошлину. Поэтому Nostrum в настоящее время уплачивает такую экспортную пошлину, не будучи согласным с этим. См. раздел «*Факторы риска — Факторы риска, относящиеся к хозяйственной деятельности Группы —Налоговый режим, в рамках которого действует Группа, не вполне определен, что может приводить к спорам с регулирующими органами*».

Антимонопольное регулирование

Антимонопольное агентство отвечает за осуществление контроля за конкуренцией, в том числе в нефтегазовой отрасли. Оно регулирует конкурентное поведение юридических лиц, не являющихся естественными монополиями, и осуществляет надзор за юридическими лицами, занимающими доминирующее или монополистическое 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.

Участники рынка, которые намерены участвовать или участвовали в экономической концентрации, обязаны получить одобрение Антимонопольного агентства или в установленном порядке уведомить его о соответствующей сделке, в зависимости от вида концентрации.

В соответствии с Законом о конкуренции, экономическая концентрация включает в себя:

(1) реорганизацию субъекта рынка путем слияния или консолидации;

(2) приобретение лицом (группой лиц) голосующих акций (долей участия в уставном капитале или паев) субъекта рынка, при котором такое лицо (группа лиц) получает право распоряжаться более чем 25% указанных акций (долей участия в уставном капитале или 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 в уставном капитале или паев) указанного субъекта рынка;

(3) 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;

(4) 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; или

(5) 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**»).

Любая из перечисленных выше сделок внутри одной группы лиц не считается экономической концентрацией и поэтому не требует одобрения со стороны Антимонопольного агентства, а также направления уведомления Антимонопольному агентству.

Одобрение со стороны Антимонопольного агентства (для сделки(-ок), указанной(-ых) под номерами (1) – (3) выше) или уведомление в адрес Антимонопольного агентства (для сделки(-ок), указанной(-ых) под номерами (4) – (5) выше) требуется в том случае, если совокупная балансовая стоимость активов реорганизуемых субъектов рынка (группы лиц) или приобретателя (группы лиц), а также субъекта рынка, акции с правом голоса (доли участия в уставном капитале или паи) которого приобретаются, или их совокупный объем реализации товаров за последний финансовый год превышает в десять млн. раз размер месячного расчетного показателя, действующего в год подачи ходатайства (уведомления) (что в настоящее время составляет приблизительно 100 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 одобрения Антимонопольного агентства отвечает покупатель, приобретающий акции (доли участия, облигации), основные производственные активы, нематериальные активы или соответствующие права.

На компанию, осуществляющую в экономической концентрации без соответствующего одобрения со стороны или уведомления в адрес Антимонопольного агентства в нарушение Закона о конкуренции, могут быть наложены административные штрафы и взыскания.

Государственная регистрация, перерегистрация субъекта рынка, прав на недвижимое имущество и экономическая концентрация, осуществленные в нарушение вышеуказанных требований Закона о конкуренции, могут быть признаны в судебном порядке незаконными и отменяются по иску Антимонопольного агентства.

ЧАСТЬ 9
ДИРЕКТОРА, ВЫСШЕЕ РУКОВОДСТВО И КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

1. Директора

На дату настоящего Проспекта членами Совета директоров были следующие лица, занимавшие следующие должности:

Имя	Должность
Фрэнк Монстрей	Председатель Совета директоров
Кай-Уве Кессель	Главный исполнительный директор
Ян-Ру Мюллер	Главный финансовый директор
Айке фон дер Линден	Старший независимый неисполнительный директор
Атул Гупта	Независимый неисполнительный директор
Сэр Кристофер Кодрингтон, Баронет	Независимый неисполнительный директор
Натали Бачич де Рицина	Независимый неисполнительный директор
Пит Эверэрт	Неисполнительный директор
Панкадж Джайн	Неисполнительный директор

Фрэнк Монстрей (Председатель Совета директоров)

Г-н Монстрей был назначен директором Генерального партнера 3 октября 2013 года, Директором 3 октября 2013 года и находился в должности председателя совета директоров партнеров-участников Nostrum с сентября 2004 года. С 1991 года 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 ученую степень в области экономики бизнеса, полученную в Левенском университете (KUL).

Кай-Уве Кессель (Главный исполнительный директор)

Г-н Кессель был назначен директором Генерального партнера 16 ноября 2007 года, Директором 3 октября 2013 года и являлся Главным исполнительным директором партнеров-участников Nostrum с ноября 2004 года. С 2005 года г-н Кессель являлся Управляющим директором Probel. С 2002 год по 2005 год г-н Кессель занимал должность директора подразделения разведки и добычи углеводородов в Северной Африке компании Gaz de France. С 1992 года по 2001 год 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.

Ян-Ру Мюллер (Главный финансовый директор)

Г-н Мюллер был назначен Главным финансовым директором Nostrum 16 ноября 2007 года, а в качестве Директора - 3 октября 2013 года. Г-н Мюллер занимал различные должности в компании Probel с 2000 года. Он контролировал процесс перехода Nostrum на МСФО и внедрение SAP. Г-н Мюллер являлся управляющим директором Axio systems, компании информационных технологий, которую он основал в 1990 году. С 1988 года по 1990 год 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 Левенском университете(KUL).

Айке фон дер Линден (Старший независимый неисполнительный директор)

Г-н фон дер Линден был назначен директором Генерального партнера 16 ноября 2007 года, а в качестве Директора 19 мая 2014 года. Он являлся Управляющим директором фирмы Linden Advisory & Consulting Services с 1988 года. С 1985 года 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 Клаусталя.

Атул Гупта (Независимый неисполнительный директор)

Г-н Гупта был назначен директором Генерального партнера 30 ноября 2009 года, а в качестве Директора 19 мая 2014 года. 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 году 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.

Сэр Кристофер Кодрингтон, Баронет (Независимый неисполнительный директор)

Сэр Кристофер был назначен Директором 19 мая 2014 года. Сэр Кристофер имеет 28-летний опыт работы в советах директоров и высшем руководстве в нефтегазовой, гостиничной и иных отраслях, и 8 лет проживал в г. Хьюстон, Техас, занимаясь разработкой различных поисково-разведочных участков на различных нефтегазовых месторождениях для компаний COG, Inc, Texas General Resources, Inc, TexBrit Corporation, Inc и Whitehall Energy Limited. Сэр Кристофер получил диплом в области современного управления сельскохозяйственным производством в Королевском сельскохозяйственном колледже.

Марк Мартин (Независимый неисполнительный директор)

Г-н Мартин был назначен Директором 19 мая 2014 года. Г-н Мартин имеет более чем 20 лет опыта работы в сфере инвестиционных банковских услуг в компании Barclays, Baring Securities и ING, где он с 2003 года до 2011 года занимал должность международного руководителя сектора рынков акционерного капитала. За период с 2011 года до 2014 года он занимал должность генерального директора Exillon Energy PLC. Г-н Мартин окончил Кэмбриджский университет, где он получил степень по социальным и политическим наукам.

Пит Эверэрт (Неисполнительный директор)

Г-н Эверэрт был назначен директором Генерального партнера 16 ноября 2007 года, а в качестве Директора 19 мая 2014 года. Он являлся юристом Брюссельской коллегии адвокатов с 1986 года и партнером адвокатской конторы VWEW с 1993 года. Он осуществляет свою деятельность в сфере торгового права Бельгии. Г-н Эверэрт закончил Университет г. Левен (KUL) в 1984 году и получил диплом об окончании курса современных европейских правовых исследований в Европейском колледже (г. Брюгге, Бельгия) в 1985 году. Г-н Эверэрт был номинирован в Совет директоров компанией Claremont в соответствии с условиями Соглашения о взаимоотношениях с Claremont.

Панкадж Джайн (Неисполнительный директор)

Г-н Джайн был назначен директором Генерального партнера 26 ноября 2012 года, а в качестве Директора 19 мая 2014 года. С 2012 года г-н Джайн занимает должность Главного исполнительного директора KSS Global и имеет более 20 лет опыта работы в сфере проектирования, поставок и строительства в Индии, Казахстане, на Среднем Востоке и в Дальневосточных регионах. Г-н Джейн имеет степень почетного бакалавра технических наук в сфере гражданского строительства (специализация — нефтегазовая инфраструктура) Регионального колледжа технических наук, г. Тричи, Индия. Г-н Джайн был номинирован в Совет директоров компанией KSS Global в соответствии с условиями Соглашения о взаимоотношениях с KSS Global.

2. Старшее руководство

На дату настоящего Проспекта кроме Совета директоров, в состав старшего руководства входили и занимали следующие должности:

Имя	**Должность**
Томас Хартнетт	Главный юрисконсульт Группы
Ян Лага	Заместитель Главного исполнительного директора
Томас Ричардсон	Глава департамента корпоративных финансов

Томас Хартнетт

Г-н Хартнетт был назначен главным юристом Группы Nostrum 5 сентября 2008 года. 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 корпоративного юриста Intercontinental Hotels Group с 1996 года по 1998 год. Г-н Хартнетт имеет степень бакалавра гуманитарных наук в сравнительной и эволюционной 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.

Ян Лага

Г-н Лага был назначен заместителем Главного исполнительного директора Nostrum 1 января 2010 года. Г-н Лага имеет более чем 20-летний опыт управления промышленными группами, включая работу в Picanol, Berry Group, Ackermans & van Haaren и Koramic. Он имеет степень магистра в области электромеханического проектирования, полученную в Левенском университете (KUL), и степень магистра делового администрирования, полученную в школе INSEAD.

Томас Ричардсон

Г-н Ричардсон закончил Университет г. Бристоль со степенью бакалавра естественных наук в области экономики и политики. Г-н Ричардсон имеет 7-летний опыт работы в банковской сфере на развивающихся рынках и принимал участие в привлечении более 5 млрд. долл. США на рынках капитала для компаний, осуществляющих деятельность на развивающихся рынках. Он также имеет 2-летний опыт консультационной работы на развивающихся рынках и принимал участие в проектах финансирования на общую сумму боле 1,25 млрд. долл. США.

3. Корпоративное управление

Директора поддерживают высокие стандарты корпоративного управления. Кроме случаев, указанных ниже, на дату Проспекта и с момента Допуска, Компания будет соблюдать положения Кодекса корпоративного управления. Совет директоров состоит из председателя, еще двух исполнительных директоров и шести неисполнительных директоров. Компания рассматривает всех неисполнительных директоров в качестве независимых директоров в значении термина «независимый», определение которому дано в Кодексе корпоративного управления, кроме Пита Эверэрта и Панкаджа Джайна. Пит Эверэрт и Панкадж Джайн не рассматриваются в качестве независимых директоров, поскольку представляют Claremont (голландское ограниченное партнерство, контролируемое и принадлежащее на праве бенефициарной собственности Фрэнку Монстрей, председателю Совета директоров Компании, и его жене) и KSS Global, соответственно, которые, как предполагаются, будут держателями примерно 27,2% и 26,6% Обыкновенных акций Компании на момент Допуска.

Совет директоров планирует проводить заседания не менее шести раз в течение года для рассмотрения вопросов торговой деятельности и бюджетов, финансирования, для определения и контроля выполнения стратегии, изучения возможностей для осуществления приобретений и для того, чтобы отчитаться перед акционерами. У Совета директоров есть формальный перечень вопросов, специально отнесенных к его компетенции. Председатель Совета директоров и Главный исполнительный директор выполняют разные роли и несут отдельно определенные для каждого из них обязанности. В обязанности Председателя входит осуществления управления Советом директоров и установление общих задач и стратегического направления деятельности Компании, а также обеспечение получения Советом директоров достоверной, своевременной и четкой информации в отношении Группы и ее бизнеса. Главный исполнительный директор несет ежедневные исполнительные обязанности в отношении ведения хозяйственной деятельности Компании. Председатель Совета директоров и Главный исполнительный директор несут совместную ответственность за представление Компании в отношениях с третьими лицами.

Кодекс корпоративного управления рекомендует Совету директоров назначить одного из своих Независимых неисполнительных директоров в качестве Старшего независимого директора. Старший независимый директор должен быть доступен для акционеров в ситуациях, когда у акционеров имеются опасения, что обращение посредством обычных каналов в лице Председателя Совета директоров, Главного исполнительного директора или Главного финансового директора не помогло решить вопрос или в ситуациях, когда такое обращение является нецелесообразным. Айке фон дер Линден является старшим независимым директором Совета директоров и продолжит выполнять эту роль после Допуска.

Совет директоров сформировал комитеты по аудиту, комитет по вознаграждениям и комитет по назначениям. Члены этих комитетов назначаются в основном из числа независимых директоров, и срок всех назначений в эти комитеты должен составлять один год. Сфера компетенции комитетов была установлена в соответствии с положениями Кодекса корпоративного управления. Краткое описание полномочий этих комитетов приводится ниже.

Каждый комитет и каждый Директор имеет право воспользоваться независимой профессиональной консультацией, когда это необходимо для исполнения их соответствующих обязанностей, в каждом случае за счет Компании. Кроме того, каждый Директор и комитет может получить консультацию Секретаря компании, Томаса Хартнетта.

Компания утвердила кодекс о сделках с акциями для операций с ценными бумагами в отношении Обыкновенных акций, который основан на, и содержит не менее строгие требования чем, Типовой кодекс, опубликованный в Правилах листинга. Кодекс применяется в отношении Директоров, высшего руководства и других соответствующих работников Группы.

Компания внедрила внутренние процедуры и меры, направленные на обеспечение соблюдения ею и другими членами Группы положений Закона о борьбе со взяточничеством.

Области несоблюдения требований

Председатель Совета директоров

Кодекс корпоративного управления предусматривает, что председатель совета директоров компании должен являться независимым в момент его назначения. По мнению Директоров г-н Монстрей не соответствует критериям независимости, установленным в Кодексе корпоративного управления, отчасти ввиду занимаемой им исполнительной должности в Компании. Компании, принадлежащие и контролируемые г-ном Монстрей, открыто приобрели активы Группы в 2004 году, и с этого момента г-н Монстрей был основной движущей силой успешного развития бизнеса, включая листинг Nostrum Oil & Gas LP на Лондонской фондовой бирже. Соответственно, по мнению Директоров, его продолжающееся участие в качестве Исполнительного директора играет важную роль для будущего бизнеса, учитывая его опыт и практические знания в области разработки нефтегазовых активов Группы в Казахстане.

Председатель Совета директоров и Главный исполнительный директор выполняют разные роли, и имеются четкие письменные инструкции по разделению ответственности между ними. В обязанности Председателя Совета директоров будет входить осуществление управления Советом директоров и установление общих задач и стратегического направления деятельности Компании. Главный исполнительный директор будет нести ежедневные исполнительные обязанности в отношении ведения хозяйственной деятельности Компании. Председатель Совета директоров и Главный исполнительный директор будут нести совместную ответственность за представление Компании в отношениях с третьими лицами.

Айке фон дер Линден является Старшим независимым директором будет выполнять роль старшего неисполнительного директора и будет доступен для акционеров в случае необходимости.

Количество независимых директоров

Кроме того, в соответствии с Кодексом корпоративного управления требуется, чтобы как минимум половину совета директоров компании, за исключением его председателя, составляли Неисполнительные директоры, независимость которых установлена советом директоров. В Совет директоров, за исключением Председателя Совета директоров, будут входить четыре Независимых неисполнительных директоры, и, таким образом, он будет удовлетворять требованиям Кодекса корпоративного управления. Однако учитывая, что Председатель Совета директоров несет исполнительные функции, пять из девяти директоров не будут считаться независимыми в значении Кодекса корпоративного управления.

Как отмечается выше, компания KSS Global, хотя и не считается независимой в значении Кодекса корпоративного управления, является независимой от других акционеров в Компании. KSS Global не образовывала союз с каким-либо иным крупным акционером, и, таким образом, кандидат в Совет директоров, предложенный KSS Global, считается независимым по своему характеру и взглядам, и не имеющим

отношений, которые прямо влияют на его суждения. Например, не существует совместной собственности, взаимного членства в советах директоров или родственных отношений с другими крупными акционерами; KSS Global не преследует коммерческие интересы совместно с какими-либо другими акционерами; и любое коммерческое взаимодействие между KSS Global и Группой осуществлялось на рыночных условиях. На основании этого, Панкадж Джайн как кандидат в Совет директоров, предложенный KSS Global, считается независимым от других Директоров входящих в состав Совета директоров.

Таким образом, никакая отдельная группа не в состоянии оказывать влияние абсолютного большинства в целом на Совет директоров.

Для обеспечения дополнительной защиты Компании в отношении этих областей несоблюдения требований Кодекса корпоративного управления, Компания заключила соглашения о взаимоотношениях как с Claremont, так и с KSS Global (см. пункты 2 и 3 Части 10 «*Основные акционеры и сделки со связанными сторонами»* и Части 2 «*Факторы риска—Риски, относящиеся к хозяйственной деятельности Группы—Некоторые крупные акционеры Компании могут оказаться в состоянии значительно влиять на Компанию и Группу»*). В соответствии с этими соглашениями о взаимоотношениях, как Claremont, так и KSS Global независимо друг от друга дали обязательство в том, что, в течение всего периода пока они (и любое лицо, действующее совместно с таким юридическим лицом по соглашению, как официально оформленному, так и по иному соглашению, и эта формулировка считается включающей в себя любое аффилированное лицо такого лица) имеют право распоряжаться, или имеют право контролировать распоряжение, 10% или более прав голоса на общих собраниях акционеров Компании, они (помимо прочих данных ими обязательств):

- позволят Компании и ее аффилированным лицам всегда осуществлять свою хозяйственную деятельность независимо от компании Claremont и ее аффилированных лиц или от компании KSS Global (в зависимости от обстоятельств);

- не будут оказывать влияние на повседневную деятельность Компании на операционном уровне, или держать или приобретать существенные пакеты акций в одной или нескольких существенных дочерних компаниях Компании;

- будут распоряжаться своим правом голоса таким образом, чтобы это обеспечивало (насколько это возможно) чтобы:

    - как минимум половину членов Совета директоров составляли независимые директора (за исключением Председателя Совета директоров);

    - Комитет по аудиту и Комитет по вознаграждениям полностью состояли только из независимых директоров, и

    - абсолютное большинство членов Комитета по назначениям и любого иного комитета Совета директоров, которому переданы существенные полномочия, компетенция или права действовать по своему усмотрению, всегда составляли независимые директора; и

- Кроме того, в соответствии с Соглашением о взаимоотношениях с Claremont, Claremont обязуется позволить вести хозяйственную деятельность Компании и Группы в наилучших интересах Акционеров в целом, а также позволить управлять Компанией в соответствии с Кодексом корпоративного управления в таком объеме и на условиях, которые могут быть определены Советом и

соблюдать Правила прозрачности и раскрытия информации в отношении принадлежащих им Обыкновенных акций, а также любые дальнейшие изменения и дополнения, вносимые в Кодекс корпоративного управления.

Комитет по аудиту

Комитет по аудиту состоит из Айке фон дер Линдена, Атул Гупты и Сэра Кристофера Кодрингтона, Баронета. Директора считают, что именно г-н фон дер Линден имеет недавний и соответствующий опыт в финансовой сфере для того, чтобы возглавить Комитет по аудиту.

Комитет по аудиту планирует проводить заседания не менее четырех раз в год в надлежащее время в течение цикла отчетности и аудита Компании, или чаще в случае возникновения необходимости.

Целью Комитета по аудиту является оказание Совету директоров содействия в осуществлении им его обязанностей по наблюдению и надзору за, в том числе:

- достоверностью финансовой отчетности Компании, включая годовые и промежуточные отчеты, предоставляемые регулирующим органам финансовые отчеты и сообщениями, которые могут повлиять на цену акций;
- достаточностью стандартов внутреннего контроля и бухгалтерского учета Компании; последовательностью проведения оценок и прозрачностью раскрытия информации, а также операционным и финансовым обзором и заявлением о корпоративном управлении; и
- отношениями с внешним аудитором Компании, включая его назначение, вознаграждение, условия его найма, оценку независимости и объективности, и в конечном итоге рассмотрение его заключения и оценку уровня и эффективности внешнего аудита.

Комитет по аудиту ежегодно рассматривает вопрос о том, как должны удовлетворяться внутренние требования Компании в отношении аудита, и дает рекомендации Совету директоров по данному вопросу, а также в любой сфере, которая, по его мнению, нуждается в усовершенствовании или принятии мер.

Комитет по вознаграждениям

Комитет по вознаграждениям состоит из Айке фон дер Линдена (председатель), Пита Эверэрта, Марка Мартина и Сэра Кристофера Кодрингтона, Баронета. В обязанности Комитета по вознаграждениям входит:

- предоставление Совету директоров рекомендаций в отношении в целом политики Компании по выплате вознаграждения и ее стоимости, и, по согласованию с Председателем Совета директоров и Главным исполнительным директором, определение размера совокупного вознаграждения каждого из Исполнительных директоров;
- пересмотр шкалы и структуры вознаграждений Исполнительных директоров, и условий предоставления ими услуг или условий их договоров о найме, включая схемы вознаграждений путем предоставления акций, другие схемы мотивации сотрудников, принимаемые время от времени Компанией, а также пенсионные взносы. Исполнительным директорам Компании не разрешается участвовать в обсуждениях или принятии Комитетом решений в отношении их собственного вознаграждения; и

- обеспечение того, что выплата в связи с прекращением договора является справедливой в отношении физического лица и Компании.

Размер вознаграждения Неисполнительных директоров определяется Председателем Совета директоров и другими Исполнительными директорами вне полномочий Комитета по вознаграждениям.

Комитет по назначениям

Комитет по назначениям состоит из Айке фон дер Линдена (председатель), и Сэра Кристофера Кодрингтона, Баронета, и Фрэнка Монстрей. В соответствии с полномочиями этого комитета большинство его членов должны составлять Независимые неисполнительные директора, а председателем являться либо Старший независимый неисполнительный директор либо иной Независимый неисполнительный директор.

Комитет по назначениям планирует проводить заседания не менее двух раз в год и чаще в случае возникновения необходимости, и в его обязанности входит дача рекомендаций Совету директоров в отношении состава Совета директоров, его комитетов и в отношении вопросов корпоративного управления. Комитет по назначениям также отвечает за периодический пересмотр структуры Совета директоров, определение плана преемственности в отношении Председателя Совета директоров и Главного исполнительного директора, в также предоставление Совету директоров консультации по вопросам отставки и назначения дополнительных и/или заменяющих Директоров.

4. Кодекс Сити

Кодекс Сити издается и находится в ведении Комитета по слияниям и поглощениям. Компания подпадает под действие Кодекса Сити, и, соответственно, ее акционеры имеют право на защиту, предоставляемую Кодексом Сити.

Обязательные предложения о покупке

Согласно Кодексу Сити, если в результате приобретения прав на акции Компании совокупные права приобретателя и лиц, действующих согласованно с приобретателем, на акции Компании будут составлять 30% и более прав голоса в отношении Компании, приобретатель и, в зависимости от обстоятельств, лица, действующие согласованно с приобретателем, должны будут (за исключением случая получения согласия от Комитета по слияниям и поглощениям) сделать предложение о покупке невыкупленных акций за наличные денежные средства. Аналогичное обязательство по осуществлению такого обязательного предложения также возникнет при приобретении прав на акции лицом, которое является держателем (совместно с лицами, действующими согласованно с ним) прав на акции, представляющих от 30% до 50% прав голоса в отношении Компании, если в результатом такого приобретения станет увеличение процента прав голоса такого лица. .

Принудительный выкуп акций

В соответствии с Законом о компаниях, если «предложение о приобретении» (как определено в разделе 974 Закона о компаниях) сделано в отношении Акций компании, и лицо, делающее предложение, приобретет, или безусловно согласится приобрести, не менее 90% стоимость акций, к которым относится предложение («**Акции предложения о приобретении**») и не менее чем 90% прав голоса, закрепленных за Акциями предложения о приобретении, в течение трех месяцев с последнего дня, в который предложение может быть принято, это лицо может в принудительном порядке приобрести оставшиеся 10%. Оно сделает это путем направления уведомления оставшимся акционерам, в котором сообщит им о том, что в принудительном порядке

приобретет их Акции предложения о приобретении, и далее, спустя шесть недель, это лицо осуществит перевод невыкупленных Акций предложения о приобретении в свою пользу и выплатит Компании встречное удовлетворение, которое та будет держать на праве доверительной собственности в пользу оставшихся акционеров. Встречное удовлетворение, предлагаемое акционером, чьи Акций предложения о приобретении приобретаются в принудительном порядке в соответствии с Законом о компаниях, должно, как правило, быть равно встречному удовлетворению, которое предлагалось в рамках предложения о приобретении.

Выкуп акций по требованию акционеров

Закон о компаниях также дает миноритарным акционерам право на выкуп их акций при определенных обстоятельствах лицом, делающим предложение, которое сделало предложение о приобретении. Если предложение о приобретении относилось ко всем акциям и в любое время до истечения периода, в течение которого предложение может быть принято, лицо, делающее предложение, являлось держателем или дало согласие на приобретение не менее чем 90% акций, в отношении которых сделано предложение, любой держатель акций, в отношении которых сделано предложение, который не принял предложение, может путем направления письменного сообщения лицу, делающему предложение, потребовать от этого лица купить у него эти акции. Лицо, делающее предложение, обязано уведомить любого акционера о наличии у такого акционера права на выкуп его доли в течение месяца после возникновения у акционера такого права. Лицо, делающее предложение, может установить ограниченный период для выкупа прав миноритарных акционеров, но этот период не может завершиться менее чем через три месяца после окончания периода, установленного для принятия предложения. В случае, если акционер реализует свое право, лицо, делающее предложение, обязано купить акции на условиях предложения или иных таких условиях, которые могут быть согласованы сторонами.

ЧАСТЬ 10
ОСНОВНЫЕ АКЦИОНЕРЫ И СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

1. Основные акционеры

На дату настоящего Проспекта, помимо долей участия некоторых Директоров, описанных в пункте 8 Части 17 «*Дополнительная информация*», Компании известно о следующих лицах, которые непосредственно или косвенно владели или, предположительно, будут владеть в момент Допуска подлежащими уведомлению долями участия, составляющими 3% или больший процент выпущенных Обыкновенных акций Компании, и, как предполагается, такое долевое участие будет существовать в момент Допуска:

	На дату настоящего Проспекта		**Допуск[1]**	
Наименование	**Кол-во акций**	**% выпущенных Обыкновенных акций**	**Кол-во акций**	**% выпущенных Обыкновенных акций**
Claremont Holdings C.V.[2]	-	-	51 190 476	27,2
KazStroyService Global B.V.[3] ..	-	-	50 000 000	26,6
Dehus Dolmen Nominees Limited [4]	-	-	28 906 483	15,3
M&G Investment Management Limited.....	-	-	17 640 800	9,4
J.P. Morgan Asset Management (Korea) Company, Ltd. ……..			8 013 400	4,3
Templeton Asset Management (Singapore) Limited.....	-	-	7 000 000	3,7
Nostrum Oil & Gas LP [5].....	49 999	50.0	-	-
Nostrum Oil & Gas Group Limited [5]	50 001	50.0	-	-

Примечания:

(1) Исходя из того, что (i) никакие новые ГДР не будут выпущены до даты Допуска и (ii) не будут иметь место передачи ГДР держателями, перечисленными выше, до даты Допуска.

(2) Claremont Holdings C.V. находится под косвенным контролем и в бенефициарном владении Фрэнка Монстрея, председателя совета директоров Компании, и его супруги.

(3) KazStroyService Global B.V. находится под косвенным контролем Тимура Кулибаева, Арвинда Тику, Лакшми Миттала и Goldman Sachs. Компания отмечает, что Тимур Кулибаев, Арвинд Тику и Лакшми Миттал являются бизнес партнерами.

(4) Baring Vostok Investments PCC Limited, которой управляет аффилированная компания компании Dehus Dolmen Nominees Limited, держит 152 885 ГДР. Dehus Dolmen Nominees Limited, однако, не имеет какой-либо доли в этих ГДР.

(5) Nostrum Oil & Gas LP является подписчиком на одну из двух обыкновенных акций, выпущенных при учреждении Компании. После Допуска данная подписная акция будет выкуплена Компанией.

(6) Томас Хартнетт (секретарь Компании) обладает 50 001 Обыкновенных акций для целей структурирования Схемы. Данные Обыкновенные акции будут приобретены по их подписной цене Nostrum Oil & Gas LP в связи с реализацией Схемы.

Никто из Акционеров, данные о которых приведены выше, не имеет прав голоса, которые отличаются каким-либо образом от таких же прав других акционеров Компании. Насколько известно Компании, за исключением долей, указанных выше, ни одно лицо не владеет 3% или большим процентом выпущенного акционерного капитала Компании.

Насколько известно Компании, на 16 мая 2014 г. (самая поздняя дата, применимая в плане осуществимости, до опубликования Проспекта) не существует никаких договоренностей, выполнение которых могло бы позже привести к изменению контроля над Компанией.

Компании не известно о каком-либо лице, которое либо в дату настоящего Проспекта, либо непосредственно после Допуска осуществит или может осуществить прямо или косвенно право контроля над Компанией.

И Claremont, и KSS Global будет существенным акционером «лица, оказывающего существенное влияние» на «связанную сторону» Компании для целей Правил листинга.

2. Соглашение о взаимоотношениях с Claremont

В момент Допуска компания Claremont, находящаяся под косвенным контролем Фрэнка Монстрея, председателя совета директоров Компании, и его супруги, и аффилированные компании Claremont, предположительно, будут владеть приблизительно 27,2% выпущенного акционерного капитала Компании.

19 мая 2014 г. Компания заключила соглашение о взаимоотношениях с Claremont («**Соглашение о взаимоотношениях с Claremont**»), которое, при условии получения Допуска, будет регулировать (частично) тот объем контроля, которой Claremont и ее аффилированные компании вправе осуществлять в отношении руководства Компании. Основными целями Соглашения о взаимоотношениях с Claremont является обеспечение положения, при котором Компания имеет возможность в любое время вести свою хозяйственную деятельность независимо от Claremont и ее аффилированных компаний и все сделки и отношения Компании с Claremont и ее аффилированными компаниями заключаются как между независимыми партнерами и на обычных коммерческих условиях.

Соглашение о взаимоотношениях с Claremont будет сохранять силу до того момента, который наступит раньше: (i) Обыкновенные акции утрачивают допуск в Официальный котировальный список УКФО и к торговле на Лондонской фондовой бирже или (ii) Claremont (вместе с любой из ее аффилированных компаний) утрачивает право осуществлять или контролировать осуществление 10% или большего процента прав голоса на общих собрания Компании.

По Соглашению о взаимоотношениях с Claremont Claremont обязуется:

(a) обеспечить положение, при котором она сама и ее аффилированные компании дают возможность вести хозяйственную деятельность как и Компании, так и Группы в наилучших интересах Акционеров в целом;

(b) обеспечить положение, при котором она и ее аффилированные компании дают возможность Компании и ее аффилированным компаниям в любой момент времени вести свою деятельность независимо от Claremont и ее аффилированных компаний;

(c) обеспечить положение, при котором ни она сама, ни ее аффилированные компании не будут действовать каким-либо образом в ущерб возможности Компании и ее аффилированных компаний осуществлять свою хозяйственную деятельность независимо от Claremont и ее аффилированных компаний;

(d) обеспечить положение, при котором она сама и ее аффилированные компании дают возможность управлять Компанией с соблюдением Кодекса корпоративного управления в объеме и на условиях, определяемых Советом и соблюдать все последующие изменения или дополнения к Кодексу корпоративного управления, принятых Советом, и признает свои обязательства и соглашается соблюдать, и обеспечит соблюдение ее аффилированными компаниями соблюдать Правила прозрачности и раскрытия информации в отношении принадлежащих ей Обыкновенных акций;

(e) обеспечить положение, при котором ни она сама, ни ее аффилированные компании не осуществят какое-либо действие (и не допустят какого-либо бездействия), которое наносит ущерб статусу Компании как листинговой или ее приемлемости для листинга по Правилам листинга после получения Допуска или непрерывному соблюдению Компанией Правил листинга и Правил прозрачности и раскрытия информации или которое в результате не позволяет Компании соблюдать свои обязательства по Правилам листинга, при условии, что вышеизложенное не должно помешать Claremont (или любому другому лицу):

(i) принять предложение о приобретении Компании, сделанном в соответствии с кодексом Сити по слияниям и поглощениям («**Предложение о приобретении**»), в отношении их соответствующих долей участия в Компании или, если такое Предложение о приобретении сделано в качестве компромиссного соглашения согласно Части 26 Закона о компаниях («**Соглашение по ЗК 2006 г.**»), проголосовать «за» такое Соглашение по ЗК 2006 г. в суде и на связанных с ним собраниях акционеров или иначе дать согласие на продажу их Обыкновенных акций в связи с Предложением о приобретении; или

(ii) сделать Предложение о приобретении в качестве общего предложения по всем находящимся в обращении Обыкновенным акциям или в качестве Соглашения по ЗК 2006 г. и вывести Компанию из листинга после того, как Предложение о приобретении станет полностью безусловным, или, в случае Соглашения по ЗК 2006 г., после того, как оно вступит в силу;

(f) обеспечить положение, при котором ни она сама, ни ее аффилированные компании не будут влиять на текущую работу Компании на операционном уровне или владеть или приобретать существенное участие в капитале одной или нескольких значимых дочерних компаний Компании; и

(g) осуществлять свои права голоса таким образом, чтобы обеспечить положение (по мере возможности), при котором:

(i) Совет директоров состоит по крайней мере наполовину из независимых директоров (не включая председателя Совета директоров);

(ii) Ревизионный комитет состоит полностью из независимых директоров, а Комитет по вознаграждению состоит из не менее, чем трех независимых директоров;

(iii) Комитет по выдвижению кандидатур и любой другой комитет Совета, которому предоставлены существенные права, полномочия и дискреционные

права, в любое время состоит больше чем наполовину из независимых директоров.

И Claremont, и Компания обязуются обеспечить положение, при котором они сами и соответствующие участники их аффилированных компаний будут с даты Соглашения о взаимоотношениях с Claremont осуществлять сделки и вступать в отношения (будь то по договору или на иной основе, с распространением такого обязательства также на любые их последующие изменения и модификации, а также на их осуществление и обеспечение соблюдения их условий) между Claremont или любыми ее аффилированными компаниями, с одной стороны, и Компанией или любыми ее аффилированными компаниями, с другой стороны, как между независимыми партнерами и на обычных коммерческих условиях.

Компания обязуется обеспечить всем держателям одного и того же класса Обыкновенных акций, занимающим одинаковое положение, равное отношение в плане прав, приданных таким акциям, с тем исключением, что Компания выразила согласие на то, что у Claremont будет право (i) выдвигать двух директоров в Совет директоров до тех пор, пока Claremont является существенным акционером, (ii) выдвигать одного директора в Совет директоров до тех пор, пока Claremont (и ее аффилированные компании) владеют 10% или большим процентом выпущенных Обыкновенных акций (такие лица далее -- «**Директор от Claremont**»). Для целей изложенного выше, «существенным акционером» является любое лицо (или лица, действующие совместно по договору, будь то официальному или иному, который считается включающим любое аффилированное лицо такого лица), которое имеет право осуществлять или контролировать осуществление 20% или большего процента прав голоса на общих собраниях Компании.

Ничто в Соглашении о взаимоотношениях с Claremont не запрещает любому из Директоров от Claremont исполнить любую обязанность или осуществить любое дискреционное право таким образом, который Директор от Claremont считает соответствующим, действуя в качестве директора Компании или любой ее аффилированной компании.

Директора полагают, что условия Соглашения о взаимоотношениях с Claremont дадут возможность Компании вести свою хозяйственную деятельность независимо от Claremont и ее аффилированных компаний и обеспечат положение, при котором (при соблюдении существующих договорных соглашений с Claremont на дату Допуска) все сделки и отношения между Компанией и Claremont и ее аффилированными компаниями заключаются и будут заключаться как между независимыми партнерами и на обычных коммерческих условиях с тем, чтобы Claremont не имела возможности неправильно использовать свое положение крупного акционера Компании.

3. Соглашение о взаимоотношениях с KSS Global

В момент Допуска KSS Global, предположительно, будет владеть приблизительно 26,6% выпущенного акционерного капитала Компании.

19 мая 2014 г. Компания заключила соглашение о взаимоотношениях с KSS Global («**Соглашение о взаимоотношениях с KSS Global**»), которое, при условии получения Допуска, будет регулировать (частично) тот объем контроля, который KSS Global и ее аффилированные компании вправе осуществлять в отношении руководства Компании. Основными целями Соглашения о взаимоотношениях с KSS Global является обеспечение положения, при котором Компания имеет возможность в любое время вести свою хозяйственную деятельность независимо от KSS Global и ее аффилированных компаний и все сделки и отношения Компании с KSS Global и ее аффилированными компаниями заключаются как между независимыми партнерами и на обычных коммерческих условиях.

Соглашение о взаимоотношениях с KSS Global будет сохранять силу до того момента, который наступит раньше: (i) Обыкновенные акции утрачивают допуск в Официальный котировальный список УКФО и к торговле на Лондонской фондовой бирже или (ii) KSS Global (вместе с любой из ее аффилированных компаний) утрачивает право осуществлять или контролировать осуществление 10% или большего процента прав голоса на общих собрания Компании.

По Соглашению о взаимоотношениях с KSS Global KSS Global обязуется:

(a) обеспечить положение, при котором она сама и ее аффилированные компании дают возможность Компании и ее аффилированным компаниям в любое время осуществлять свою хозяйственную деятельность независимо от KSS Global и ее аффилированных компаний;

(b) обеспечить положение, при котором ни она сама, ни ее аффилированные компании не будут действовать каким-либо образом в ущерб возможности Компании и ее аффилированных компаний осуществлять свою хозяйственную деятельность независимо от KSS Global и ее аффилированных компаний;

(c) обеспечить положение, при котором она сама и ее аффилированные компании будут соблюдать Правила прозрачности и раскрытия информации в отношении принадлежащих ей Обыкновенных акций;

(d) обеспечить положение, при котором она сама, ни ее аффилированные компании не осуществят какое-либо действие (и не допустят какого-либо бездействия), которое наносит ущерб статусу Компании как листинговой или ее приемлемости для листинга по Правилам листинга после получения Допуска или непрерывному соблюдению Компанией Правил листинга и Правил прозрачности и раскрытия информации или которое в результате не позволяет Компании соблюдать свои обязательства по Правилам листинга, при условии, что вышеизложенное не должно помешать KSS Global (или любому другому лицу):

    (i) принять Предложение о приобретении Компании, сделанном в отношении их соответствующих долей участия в Компании или, если такое Предложение о приобретении сделано в качестве Соглашения по ЗК 2006 г., проголосовать «за» такое Соглашение по ЗК 2006 г. в суде и на связанных с ним собраниях акционеров или иначе дать согласие на продажу их Обыкновенных акций в связи с Предложением о приобретении; или

    (ii) сделать Предложение о приобретении в качестве общего предложения по всем находящимся в обращении Обыкновенным акциям или в качестве Соглашения по ЗК 2006 г. и вывести Компанию из листинга после того, как Предложение о приобретении станет полностью безусловным, или, в случае Соглашения по ЗК 2006 Г., после того, как оно вступит в силу;

(e) обеспечить положение, при котором ни она сама, ни ее аффилированные компании не будут влиять на текущую работу Компании на операционном уровне или владеть или приобретать существенное участие в капитале одной или нескольких значимых дочерних компаний Компании; и

(f) осуществлять свои права голоса таким образом, чтобы обеспечить положение (по мере возможности), при котором:

    (i) Совет директоров состоит по крайней мере наполовину из независимых директоров (не включая председателя Совета директоров);

(ii) Ревизионный комитет состоит полностью из независимых директоров, а Комитет по вознаграждению состоит из не менее, чем трех независимых директоров;

(iii) Комитет по выдвижению кандидатур и любой другой комитет Совета, которому предоставлены существенные права, полномочия и дискреционные права, в любое время состоит больше чем наполовину из независимых директоров.

И KSS Global, и Компания обязуются обеспечить положение, при котором они сами и соответствующие участники их аффилированных компаний будут с даты Соглашения о взаимоотношениях с KSS Global осуществлять любые сделки и вступать в любые отношения (будь то по договору или на иной основе, с распространением такого обязательства также на любые их последующие изменения и модификации, а также на их осуществление и обеспечение соблюдения их условий) между KSS Global или любыми ее аффилированными компаниями, с одной стороны, и Компанией или любыми ее аффилированными компаниями, с другой стороны, как между независимыми партнерами и на обычных коммерческих условиях.

Компания обязуется обеспечить всем держателям одного и того же класса Обыкновенных акций, занимающим одинаковое положение, равное отношение в плане прав, приданных таким акциям, с тем исключением, что Компания выразила согласие на то, что у KSS Global будет право выдвигать одного директора в Совет директоров до тех пор, пока KSS Global (и ее аффилированные компании) владеют 10% или большим процентом выпущенных Обыкновенных акций (такое лицо далее -- «**Директор от KSS Global**»).

Ничто в Соглашении о взаимоотношениях с KSS Global не запрещает любому из Директоров от KSS Global исполнить любую обязанность или осуществить любое дискреционное право таким образом, который Директор от KSS Global считает соответствующим, действуя в качестве директора Компании или любой ее аффилированной компании.

Директора полагают, что условия Соглашения о взаимоотношениях с KSS Global дадут возможность Компании вести свою хозяйственную деятельность независимо от KSS Global и ее аффилированных компаний и обеспечат положение, при котором (при соблюдении существующих договорных соглашений с KSS Global на дату Допуска) все сделки и отношения между Компанией и KSS Global и ее аффилированными компаниями заключаются и будут заключаться как между независимыми партнерами и на обычных коммерческих условиях с тем, чтобы KSS Global не имела возможности неправильно использовать свое положение крупного акционера Компании.

4. Сделки со связанными сторонами

Ниже приводится описание существенных сделок со связанными сторонами, в которых Компания или ее дочерние компании выступают стороной. Компания полагает, что она заключила все свои сделки со связанными сторонами на условиях, не менее выгодных для Группы чем те, которых она могла бы добиться от неаффилированных третьих лиц.

За исключением указанных ниже и в пункте 28 Части 14 «*Финансовая информация о прошлых периодах*», не имели места никакие сделки со связанными сторонами, заключенные в течение времени, на которое распространяется финансовая информация о прошлых периодах в настоящем Проспекте, и до даты настоящего Проспекта.

4.1 *Реорганизация в связи со Схемой*

4.1.1 В пункте 2.5 Части 17 «*Дополнительная информация*» приводятся сведения об учреждении Компании, которая была учреждена Nostrum Oil & Gas LP и

NOGGL (компания-генеральный партнер Nostrum Oil & Gas LP, которая находится в косвенном владении и под контролем Фрэнка Монстрея, председателя совета директором Компании). Как отмечено в пункте 2.5 Части 17 «*Дополнительная информация*», планируется, что после Допуска Подписные акции, находящиеся в держании Nostrum Oil & Gas LP и NOGGL, будут приобретены Компанией безвозмездно и аннулированы. Как предполагается, Погашаемые акции, находящиеся в держании NOGGL, будут погашены после Допуска.

4.1.2 В связи со Схемой Компания заключила Договор об осуществлении схемы с Товариществом, Генеральным партнером и ВТБ. Краткое изложение условий а об осуществлении схемы приводится в пункте 12.4(a) Части 17 «*Дополнительная информация*». Компания-генеральный партнер находится в косвенном владении и под контролем Фрэнка Монстрея и его супруги.

4.1.3 В связи со Схемой перед Товариществом и Компанией были взяты безотзывные обязательства проголосовать «за» изменение Договора о создании коммандитного товарищества и Схему («**Безотзывные обязательства**») со стороны (i) Claremont и ее аффилированных компаний в отношении 51 190 476 Существующих ценных бумаг в совокупности, (ii) KSS Global в отношении 50 000 000 Существующих ценных бумаг и (iii) Dehus Dolman Nominees Limited и ее аффилированных лиц в отношении 28 906 483 Существующих ценных бумаг, представляющих в совокупности 69,13% существующих Общих долей участия на дату Проспекта. Краткое изложение этих Безотзывных обязательств приводится в пункте 19 Части 17 «Дополнительная информация».

4.2 ***Сделки со связанными сторонами в лице Директоров***

4.2.1 Назначение Директоров

В пункте 9 Части 17 «*Дополнительная информация*» приводятся сведения о договорах на предоставление услуг и приказов о назначении Директоров.

4.2.2 Договоры о техническом обслуживании

Некоторые старшие руководители предоставляют услуги Nostrum по договору об оказании услуг от 27 марта 2007 г. между Probel Capital Management N.V. («**Probel**») и Nostrum («**Договор об оказании услуг Probel**»). До ее приобретения 30 декабря 2013 года Кооп, Probel находилась под контролем г-на Монстрея, председателя совета директоров Компании. Согласно Договору об оказании услуг Probel, Nostrum должен уплатить Probel вознаграждение, рассчитанное посредством умножения количества рабочих дней соответствующего должностного лица или руководителя в месяце на однодневную ставку должностного лица или руководителя, предусмотренную в Договоре об оказании услуг Probel. Совокупная компенсация, выплаченная со стороны Nostrum в адрес Probel по Договору об оказании услуг Probel, составила соответственно 17,5 млн. долл. США, 13,6 млн. долл. США и 10.3 млн. долл. США за годы, окончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг., и соответственно.

28 февраля 2009 г., Nostrum заключил договор об оказании услуг («**Договор об оказании услуг Prolag**») с Prolag BVBA («**Prolag**»), дочерней компанией Probel, в соответствии с которым Prolag согласилась оказать Nostrum некоторые коммерческие, маркетинговые и другие услуги, включая, кроме прочего, консультации по сбытовой стратегии и эффективной маркетинговой политике Nostrum, структурированию ее политики установления цен и предоставление регулярных консультаций и помощи по финансовым вопросам, таким как

составление бюджета, кредитная политика и финансовый контроль. Вознаграждение согласовывается отдельно в отношении каждого проекта, в других случаях выплачивается согласованное вознаграждение, рассчитанное за определенный период оказания услуг на основе согласованного прейскуранта, приводимого в договоре. Совокупная компенсация, выплаченная со стороны Nostrum в адрес Prolag по Договору об оказании услуг Prolag, составила соответственно 1,3 млн. долл. США, 2,2 млн. долл. США и 1,9 млн. долл. США за годы, окончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 г., соответственно.

Дополнительную информацию о договорах по оказанию услуг и компенсации гг. Монстрея, Кесселя и Мюллера см. в пункте 9 Части 17 «*Дополнительная информация*».

Некоторые другие работники предоставляют услуги Группе по договору об оказании услуг от 1 января 2009 г. между Amersham Oil LLP («**Amersham**») и Nostrum («**Договор о работниках**»). Amersham находится под косвенным контролем г-на Монстрея. Согласно Договору о работниках, Nostrum выплачивает ежемесячное вознаграждение Amersham в обмен на предоставление со стороны Amersham работников и консультационных услуг для управления и связанной работы. Вознаграждение определяется каждый месяц, в течение которого Договор о работниках сохраняет силу. Совокупная компенсация, выплаченная со стороны Nostrum в адрес Amersham по Договору о работниках составила 1,5 млн. долл. США, 1,4 млн. долл. США и 1,4 млн. долл. США за годы, окончившиеся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг., соответственно.

30 декабря 2013 г. ELATA Burgerlijke Maatschap, Петра Ной, Фрэнк Монстрей и Кооп заключили договор купли-продажи, на основании которого Кооп приобрела весь выпущенный акционерный капитал Probel («**Договор приобретения Probel**») за встречное удовлетворение на сумму 21,07 млн. евро. До завершения продажи этих акций по Договору приобретения Probel продавцы должны были выделить все виды деятельности и обязательства Probel, не имеющие отношения к Nostrum. Договор приобретения Probel предусматривает, что Кооп может отказаться от приобретения таких акций в случае если Схема не будет одобрена. Кроме того, планируется, что Prolag (которая ранее являлась дочерней компанией Probel) также войдет в состав Группы на основании договора приобретения, составленного на условиях, в целом аналогичных условиям Договора приобретения Probel, но без какого-либо дополнительного встречного удовлетворения, поскольку все услуги, которые ранее были оказаны Prolag Группе, были отнесены на Probel до подписания Договора приобретения Probel.

19 мая 2014 г. SEPOL AG и Кооп заключили договор купли-продажи для приобретения Кооп всего выпущенного акционерного капитала Amersham («**Договор приобретения Amersham**») за встречное удовлетворение на сумму 1,69 млн. евро. Продажа этих акций по Договору приобретения Amersham будет завершена при условии получения разрешения со стороны антимонопольных органов Республики Казахстан (получение которых ожидается в третьем квартале 2014 г.). Договор приобретения Amersham предусматривает, что Кооп может отказаться от приобретения таких акций в случае, если Схема не будет одобрена.

4.3 *Прочие сделки*

Помимо указанных выше, Группа заключила несколько сделок со связанными сторонами на суммы и на условиях, которые являются несущественными для Группы,

будь то по отдельности или в совокупности. Просьба ознакомиться в Примечанием 28 к финансовой информации, приводимой в Части 14 «*Финансовая информация за прошедшие периоды*».

Секретарь компании Томас Хартнетт владеет 50 001 Простыми акциями на дату настоящего Проспекта в целях формирования Схемы. Такие Простые акции будут приобретены Товариществом по их подписной стоимости в связи со Схемой до того, как Компания приобретет какое-либо косвенное долевое участие в ТОО «Жаикмунай».

13 февраля 2014 года Probel и Cervus Business Services BVBA заключили соглашение о предоставлении компании Probel компанией Cervus Business Services BVBA, *в том числе*, офисных принадлежностей и информационной инфраструктуры в бизнес центре Бранд Уитлок (Brand Whitlock) 42-44, Брюссель, Бельгия за годовую плату в размере 1 016 000 евро.

ЧАСТЬ 11
ВЫБОРОЧНАЯ ФИНАНСОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Ниже приведен краткий обзор проверенной аудиторами консолидированной финансовой информации Группы по состоянию на 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг. и за каждый из последних трех лет, завершившихся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг., в каждом случае подготовленной в соответствии с МСФО. Данная информация была извлечена без существенных корректировок из финансовой информации, приведенной в Части 14 «*Финансовая информация за прошедшие периоды*» настоящего Проспекта.

Данный краткий обзор должен рассматриваться в сочетании с информацией, приведенной выше и в Части 12 «*Обзор производственной деятельности и финансовых операций*». Инвесторам рекомендуется ознакомиться со всем текстом Проспекта и не полагаться только на информацию, кратко обобщенную в данной Части 11 «*Выборочная финансовая информация*».

Краткое обобщение проверенного аудиторами консолидированного отчета о прибыли

	Год, завершившийся 31 декабря		
	2013	**2012**	**2011**
	(тыс. долл. США)		
Выручка			
Выручка от продаж на экспорт	765 029	630 412	284 548
Выручка от продаж на внутреннем рынке	129 985	106 653	16 289
Итого	**895 014**	**737 065**	**300 837**
Себестоимость реализации	(286 222)	(238 224)	(70 805)
Валовая прибыль	**608 794**	**498 841**	**230 032**
Общие и административные расходы	(60 449)	(61 549)	(36 405)
Расходы на реализацию и транспортировку	(121 674)	(103 604)	(35 395)
Убыток по производным финансовым инструментам	-	–	–
Финансовые затраты	(43 615)	(50 118)	(4 717)
Положительная/(отрицательная) курсовая разница, нетто	(636)	776	(389)
Процентные доходы	764	698	336
Прочие расходы	(25 593)	(6 612)	(7 855)
Прочие доходы	4 426	3 940	3 365
Прибыль до налогообложения	**362 015**	**282 372**	**148 972**
Расходы по подоходному налогу	(142 496)	(120 363)	(67 348)
Прибыль за период	**219 519**	**162 009**	**81 624**
Итого совокупный доход за период	**219 519**	**162 009**	**81 624**

Краткое обобщение проверенного аудиторами консолидированного баланса

	По сост. на 31 декабря		
	2013	**2012**	**2011**
	(тыс. долл. США)		
Долгосрочные активы	1 425 977	1 251 595	1 126 897
Краткосрочные активы	334 798	351 067	179 283
Итого активы	**1 760 775**	**1 602 662**	**1 306 180**
Капитал товарищества и резервы	832 451	695 104	585 231
Долгосрочные обязательства	793 600	791 648	611 414
Краткосрочные обязательства	134 724	115 910	109 535
Итого капитал и обязательства	**1 760 775**	**1 602 662**	**1 306 180**

ЧАСТЬ 12
ОБЗОР ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ФИНАНСОВЫХ ОПЕРАЦИЙ

Нижеследующий аналитический комментарий следует рассматривать во взаимосвязи с финансовой информацией, содержащейся в данном Проспекте, включая пояснения к нему и базис его подготовки. Потенциальным инвесторам следует ознакомиться с Проспектом целиком и не полагаться на сводные данные. Консолидированная финансовая информация Группы подготовлена в соответствии с МСФО, принятыми Европейским союзом.

В некоторых случаях, информация, приведенная в нижеизложенном аналитическом комментарии и в других разделах настоящего Проспекта, содержит заявления прогнозного характера, которые сопряжены с рисками и факторами неопределенности. См. в Части 5 «Представление информации — Предупреждающее примечание в отношении заявлений, охватывающих будущие периоды» и Части 2 «Факторы риска» комментарий насчет важных факторов, из-за которых действительные результаты могут оказаться существенно иными, чем те, что описаны в заявлениях прогнозного характера, содержащихся в настоящем Проспекте.

В настоящий обзор производственной деятельности и финансового положения включена информация о Группе, извлеченная из проверенной аудиторами финансовой информации за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 г., 2012 г. и 2011 г., подготовленной в соответствии с принятыми Европейским союзом МСФО, которая приведена в Части 14 *«Финансовая информация за прошедшие периоды»* настоящего Проспекта.

Вводная часть

Nostrum является холдинговой компанией, которой опосредованно принадлежит ТОО «Жаикмунай», независимое нефтегазовое предприятие, осуществляющее разведку и добычу нефтегазопродуктов в северо-западном регионе Казахстана. Основное месторождение и основной Лицензионный участок Nostrum — Чинаревское месторождение, расположенное в северной части богатого нефтью Прикаспийского бассейна. Кроме того, в мае 2013 г. Группой был завершен процесс приобретения прав недропользования в отношении трех разрабатываемых месторождений — Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского, — расположенных в Прикаспийском бассейне к северо-западу от Уральска, приблизительно в 50-105 километрах от Чинаревского месторождения.

До 2011 г. источником всей выручки Nostrum была реализация сырой нефти. Однако начиная с конца 2011 года, когда установка подготовки газа вышла на проектную мощность, Группа начала производство и сбыт стабилизированного конденсата, сухого газа и СУГ, помимо сырой нефти. Установка подготовки газа позволила Nostrum увеличить дневную выработку нефтегазопродуктов со средней дневной выработки, равной приблизительно 9 700 баррелей нефтяного эквивалента в сутки (в основном сырая нефть), в первой половине 2001 года до средней дневной выработки, равной 46 370 баррелей нефтяного эквивалента в сутки (в том числе сырая нефть, стабилизированный конденсат, сухой газ и СУГ) в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., и 45 414 баррелей нефтяного эквивалента в сутки в течение девяти месяцев, закончившихся 30 сентября 2013 г.

На результаты деятельности Группы влияют следующие основные факторы: (i) цены, получаемые Nostrum за свою продукцию, (ii) объемы продукции Nostrum за соответствующий период, (iii) затраты Nostrum на производство и транспортировку продукции, (iv) финансовые затраты, понесенные Группой в рамках осуществляемых заимствований, и (v) суммы, подлежащие выплате в соответствии с СРП (см. «— *Основные факторы, влияющие на результаты деятельности*»).

В следующей таблице приводится выручка Группы от реализации нефти, газа и продуктов их переработки, стоимость реализации, валовая прибыль, прибыль до уплаты налога на прибыль и чистая прибыль/(убыток) за девять годы, закончившиеся 31 декабря 2013 г., 2012 г. и 2011 г.:

	Годы, закончившиеся 31 декабря		
	2013	**2012**	**2011**
	(тыс. долл. США)		
Выручка	895 014	737 065	300 837
Стоимость реализации	(286 222)	(238 224)	(70 805)
Валовая прибыль	608 792	498 841	230 032
Прибыль до уплаты налога на прибыль	362 015	282 372	148 972
Чистая прибыль/(убыток)	219 519	162 009	81 624

Основные факторы, влияющие на результаты деятельности

На результаты деятельности Группы в рассматриваемых периодах влияли следующие основные факторы:

Ценообразование

Образование цен на всю сырую нефть, весь конденсат и СУГ Группы прямо или косвенно связан с ценой сырой нефти марки Brent, а образование цен на сухой газа Группы связано с ценой газа на внутреннем рынке Казахстана. В течение рассматриваемых периодов цена сырой нефти марки Brent была подвержена значительным колебаниям. Согласно данным агентства Bloomberg, цены спот на сырую нефть марки Brent достигали приблизительно 96,99 долл. США за баррель по состоянию на 31 декабря 2011 г., 102,32 долл. США за баррель по состоянию на 31 декабря 2012 г. и 109,02 долл. США за баррель по состоянию на 31 декабря 2013 г. Цены колебались между минимумом, равным приблизительно 103,99 долл. США за баррель, и максимумом, равным приблизительно 110,01 долл. США за баррель в течение первых трех месяцев 2014 г. См. Часть 2 «*Факторы риска—Факторы риска, относящиеся к нефтегазовой отрасли—Любая нестабильность и снижение цен на сырьевые товары в будущем могут существенно и неблагоприятно повлиять на хозяйственной деятельность Группы, ее перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности*»**.**

	Годы, закончившиеся 31 декабря		
	2013	**2012**	**2011**
Средняя цена сырой нефти марки Brent (долл. США/барр.)	103,17	101,34	102,08

Группой применяется политика хеджирования, согласно которой она производит хеджирование от негативных изменений цен на нефть в ходе значительных не поддающихся скалированию капитальных расходов. На основании договоров, заключенных ТОО «Жаикмунай» с различными поставщиками оборудования для третьей линии подготовки газа, а также того факта, что в течение нескольких ближайших месяцев будут заключены дополнительные договоры, Nostrum ведет пристальный мониторинг хеджингового рынка и может в ближайшем будущем произвести хеджирование для покрытия некоторых или всех своих не поддающихся скалированию капитальных расходов, связанных со строительством третьей линии подготовки газа (см. «*—Текущие торговые операции и перспективы деятельности*»). В течение 2010 и 2011 финансовых годов Группой было организовано хеджирование на период завершения и ввода в эксплуатацию первой очереди установки подготовки газа. За финансовый год, закончившийся 31 декабря 2010 г., Группа понесла убыток от хеджирования в размере 470 000 долл. США, что выразилось в обязательстве в

размере 372 000 долл. США по состоянию на конец года. По состоянию на 31 декабря 2011 г. все договоры хеджирования были прекращены; новых договоров с тех пор не заключалось.

До 2010 года продукция Группы продавалась и поставлялась клиентам Nostrum из Уральска с условием поставки FCA («франко-перевозчик»). Однако чтобы избежать более высоких транспортных расходов и заложить более высокую прибыльно

- ,

связанных с поставкой. Однако это также обеспечивает доступ Группы к большему числу покупателей, что ведет к большей конкуренции за ее продукцию, а следовательно, к большей прибыльности.

Источником выручки Группы является реализация четырех основных видов продукции: сырая нефть, конденсат, сухой газ и СУГ.

- *Сырая нефть*

  В соответствии с СРП Группа обязана поставить 15% сырой нефти, добываемой из действующих скважин, на внутреннем казахстанском рынке по ценам, регулируемым государством. Остальная часть сырой нефти Группы может быть свободно экспортирована; в настоящее время Группа экспортирует всю такую остающуюся сырую нефть по различным направлениям, включая Украину, Финляндию и порты на Черном море.

- *Конденсат*

  Группа экспортирует 100% конденсата.

- *Сухой газ*

  Группа реализует 100% сухого газа, не используемого в производстве, на внутреннем казахстанском рынке двум покупателям по ценам, которые в целом соответствуют ценам на газ на внутреннем рынке. Расчеты производятся в тенге.

- *СУГ*

  В настоящий момент Группа реализует приблизительно 1015% производимого ей СУГ на внутреннем рынке Казахстана, а остальная часть экспортируется по разным направлениям.

Добыча

На результаты деятельности Группы также напрямую влияет добыча, поскольку за исключением части сухого газа, используемой при эксплуатации установки подготовки газа, вся продукция Nostrum реализуется. В приведенной ниже таблице показан объем добычи Nostrum за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 г., 2012 г. и 2011 г.

	Годы, закончившиеся 31 декабря		
	2013	**2012**	**2011**
Объем добычи, всего (бнэ)	**16 854 970**	**13 520 040**	**4 802 561**
Средний объем добычи (бнэ в сутки)	46 178	36 940	13 158
Рост добычи по сравнению с предыдущим периодом (бнэ в сутки)	9 238	23 782	5 406
Рост добычи по сравнению с прошлым периодом (%)	25,0	180,7	69,7

Рост объемов производства Nostrum в 2011 г., 2012 г. и 2013 г. обеспечивался в основном продукцией вновь установленной установки подготовки газа.

Установка подготовки газа, благодаря которой существенно увеличился объем добычи в 2012 г. и в 2013 г., вышла на проектную мощность в конце 2012 г., после остановки установки подготовки газа на техническое обслуживание в октябре 2012 г. Кроме того, Группа намерена осуществлять бурение 11 новых скважин (пять новых разведочных скважин и шесть новых добывающих/закачивающих воду скважин) с тем, чтобы поддерживать добычу выше планового уровня в 45 000 барр. условного топлива в день, а также планирует разработку третьей технологической линии установки подготовки газа; то и другое вместе позволит, по ее мнению, значительно увеличить добычу в будущем. См. «*—Ликвидность и капитальные ресурсы—Капитальные расходы*».

Стоимость реализации

Цены на нефть и газ Группы основаны на комбинации фиксированных цен и ценовых предложений, и поэтому способность Nostrum контролировать затраты критически важна для достижения прибыльности. Стоимость реализации в Nostrum 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 и расходы по КРС.

Расходы на износ и амортизационные расходы в течение рассматриваемых периодов представляли собой — в процентах от общей стоимости реализации — 41,6%, 42,6% и 27,5% за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 г., 2012 г. и 2011 г., соответственно. Эти расходы колеблются в зависимости от уровня доказанных и разрабатываемых запасов Nostrum, добываемого им объема нефти и газа и чистой балансовой стоимости его нефтегазовых активов (разъяснение соответствующей учетной политики приведено ниже в разделе «*— Краткое изложение критически важных учетных политик*»).

Ремонт, обслуживание и другие услуги относятся к ремонту и обслуживанию инфраструктуры Группы, включая установку подготовки газа, но не включая текущий ремонт и обслуживание добывающих и разведочных скважин. Эти расходы в течение рассматриваемых периодов представляли собой — в процентах от общей стоимости реализации — 18,3%, 23,3% и 23,5% за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 г., 2012 г. и 2011 г. соответственно. Увеличение в 2011, 2012 и 2013 гг. было в основном вызвано расширением производства на установке подготовки газа, которая была введена в эксплуатацию во второй половине 2011 г.

Расходы на КРС в основном относятся к текущему ремонту и обслуживанию добывающих и разведочных скважин. Эти затраты в рассматриваемые периоды представляли собой — в процентах от общей стоимости реализации — 1,0%, 3,2% и 5,6% за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 г., 2012 г. и 2011 г., соответственно.

Увеличение платежей за услуги по менеджменту и расходов на оплату труда произошло в результате увеличения численности привлеченного Nostrum персонала по гражданско-правовым и (или) трудовым договорам, а также в результате повышения заработной платы. Затраты на ремонт и техобслуживание, а также материалы и поставки увеличились преимущественно в связи с эксплуатацией установки подготовки газа.

Затраты на финансирование

Затраты на финансирование за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 г., 2012 г. и 2011 г., состояли из процентных расходов, а также комиссионных платежей и расходов, относящихся к облигациям со сроком погашения в 2015 г., выпущенным Zhaikmunai Finance B.V. в октябре 2010 г., и к облигациям со сроком погашения в 2019 г., выпущенным Zhaikmunai International B.V. в ноябре 2012 г.; амортизации дисконта по задолженности перед правительством

Казахстана и амортизации дисконта по обязательству по ликвидации скважин и восстановлению участка.

Процентные расходы за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 г. и 2012 г., состояли из процентов по облигациям со сроком погашения в 2015 году и облигаций со сроком погашения в 2019 году. Процентные расходы за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., состояли исключительно из процентов по облигациям со сроком погашения в 2015 году. Капитализированные расходы на заимствования (включая часть процентных расходов и амортизацию комиссионного вознаграждения за организацию кредита) составили 14,6 миллиона долл. США в 2013 г., 26,1 миллиона долл. США в 2012 г. и 51,6 миллиона долл. США в 2011 г. Некапитализированные проценты составили 41,7 миллиона долл. США в 2013 г., 45 миллионов долл. США в 2012 г. и ноль в 2011 г.

Роялти, доля правительства, и налоги, уплачиваемые по СРП

Nostrum осуществляет добычу в соответствии с СРП. СРП оказывал в рассматриваемые периоды и будет продолжать оказывать влияние, как положительное, так и отрицательное, на результаты деятельности Nostrum вследствие (i) режима налогообложения, действующего в отношении Nostrum по СРП (как это описано ниже), (ii) увеличения расходов по роялти, взимаемых в пользу государства, (iii) доли прибыльной нефти (profit oil) и доли газа, которые Nostrum 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 статьями 308 и 308-1 Налогового кодекса. Несмотря на положение о стабилизации (предусматривающее общую и налоговую стабильность), предусмотренное СРП, в 2008 году, в 2010 году и затем вновь в 2013 году Nostrum был обязан платить новые экспортные пошлины на сырую нефть, введенные правительством Казахстана. Несмотря на предпринимаемые Nostrum усилия по доказыванию того, что новые экспортные пошлины на сырую нефть к нему не относятся, государственные органы не согласились с этой позицией, и Nostrum был обязан уплатить экспортные пошлины. В январе 2009 года правительство Казахстана 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, которая была увеличена до 40 долл. США за тонну в январе 2011 года, а затем до 60 долл. за тонну в апреле 2013 года.

Для целей налога на прибыль с 1 января 2007 года Группа рассматривает свою выручку от реализации нефти и газа 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% годовых. 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 составляют от 5% до 25%, в зависимости от вида активов. Согласно СРП период этапа разведки на оставшейся части Чинаревского месторождения закончился в мае 2011 года; подано заявление на дополнительное продление. Активы, относящиеся к другим горизонтам, будут амортизироваться в том же порядке, как описано выше для Турнейской залежи.

В рамках СРП Nostrum обязан выплачивать государству роялти в зависимости от объемов добытой нефти и газа, причем ставка роялти увеличивается с увеличением добываемых объемов углеводородов. Кроме того, Nostrum 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. 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 Казахстана. 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 в прибыли составили — в процентах от общей стоимости реализации — 13,8% и 10,7% соответственно, за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., 14,4% и 3,3%, соответственно, за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., и 12,3% и 2,6%, соответственно, за год, закончившийся 31 декабря 2011 г.

Факторы, влияющие на сопоставимость

Установка подготовки газа

За прошедшие несколько лет Группа вложила значительные средства в строительство и разработку установки подготовки газа, которая работала в режиме опытно-промышленного производства с мая 2011 года и выведена на полную производительность в ноябре 2011 года. Группа начала отражать выручку и расходы на продажу по продаже продукции установки подготовки газа в отчете о прибыли Группы в ноябре 2011 года, когда установка подготовки газа перестала считаться строящейся и превратилась в оборотный актив. До ноября 2011 г. выручка и расходы на продажу по установке подготовки газа фиксировались по незавершенному строительству. См. Примечание 18 к проверенной аудиторами консолидированной финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2012 года. До строительства установки подготовки газа доход Группе приносила только продажа сырой нефти. С ноября 2011 года в дополнение к сырой нефти Группа начала продавать конденсат, сухой газ и СУГ. Это оказало значительное влияние на результаты работы Группы в 2012 году, в результате чего сравнение этого периода с более ранними затруднено.

Краткое изложение критически важных учетных политик

Имеющая важное значение учетная политика Группы более подробно описана в примечании 1 к Финансовой отчетности.

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 Nostrum Oil & Gas LP касательно износа, истощения и амортизации («**ИИиА**»). Nostrum Oil & Gas LP оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с определениями и руководством по раскрытию информации, которые содержатся в Системе управления углеводородными ресурсами Общества инженеров-нефтяников (СУУР ОИН). При оценке запасов по методике СУУР ОИН, Nostrum Oil & Gas LP 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 экономической деятельности Группы и обеспечивают 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

Расходы на разведку

Расходы на геологическую и геофизическую разведку вычитаются из доходов по мере их несения. Расходы, прямо связанные с разведочными скважинами, капитализируются в рамках основных средств (как незавершенное строительство) до тех пор, пока скважина не будет пробурена и полученные результаты не будут оценены. К таким расходам относятся вознаграждение персонала, расходы на используемые материалы и топливо, расходы на бурение, платежи подрядчикам и комиссии в счет обязательств по выводу из эксплуатации изношенного оборудования. Если углеводороды не обнаружены, расходы на разведку списываются как безрезультатная скважина. Если углеводороды найдены и по итогам дополнительной оценки, которая может включать бурение дополнительных скважин (разведочных или схожих стратиграфических пробных скважин), могут подлежать коммерческой разработке, такие расходы отражаются как актив. Все такие отнесенные расходы подлежат технической, коммерческой и управленческой оценке не реже одного раза в год с целью подтверждения намерения по разработке или иному извлечению выгоды из открытой скважины. В отсутствие такого намерения происходит списание расходов.

Нефтегазовое имущество

Расходы на строительство, установку или завершение таких объектов инфраструктуры, как установки подготовки, трубопроводы и бурение разработочных скважин, капитализируются в рамках основных средств как нефтегазовое имущество. Первоначальная стоимость актива

включает его цену покупки или расходы на строительство, любые расходы, прямо связанные с введением актива в эксплуатацию, а также первичная смета обязательства по выводу из эксплуатации, при наличии такового. Цена покупки или расходы на строительство представляют собой совокупную выплаченную сумму и справедливую стоимость любого иного встречного удовлетворения, выплаченного для приобретения актива. Основные средства отражаются по себестоимости за вычетом начисленного износа, амортизационных отчислений и обесценения.

Все капитализированные расходы на нефтегазовые активы амортизируются посредством списания стоимости пропорционально объему произведенной продукции на основании оценочных подготовленных разведанных запасов месторождения, за исключением того, что Группа производит амортизацию своего нефтепровода и нефтеналивного терминала на основе равномерных отчислений в течение срока предоставления лицензии. Амортизация в форме равномерных отчислений используется для активов, срок службы которых меньше периода эксплуатации месторождения.

Запасы нефти и газа

Доказанные запасы нефти и газа представляют собой оценку объема рентабельных извлекаемых запасов углеводородов, которые, согласно имеющимся геологическим, геофизическим и инженерным данным, можно получить в будущем из известных месторождений. Группа использует оценку запасов, подготовленную независимым оценщиком, для оценки размера запасов нефти и газа на своих нефтегазовых месторождениях. Такие объемы запасов используются для расчета ставки амортизации посредством списания стоимости пропорционально объему произведенной продукции, поскольку они отражают ожидаемые темпы использования Группой будущих экономических выгод.

Резервы

Резерв под вывод объектов из эксплуатации признается 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, будет 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 Казахстана. 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 актив 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, при условии что в течение отчетного периода в значительном объеме велась работа по завершению их строительства. Соответствующие активы, в основном, включают скважины и другие объекты инфраструктуры месторождения в стадии строительства. Капитализированные затраты по займам рассчитывается путем применения ставки капитализации к расходам по соответствующим активам. Ставка капитализации представляет собой средневзвешенное значение эффективной ставки процента затрат по займам, применимых к займам Группы, которые являются непогашенными в течение соответствующего периода.

Производные финансовые инструменты и хеджирование

Группой применяется политика хеджирования, согласно которой она производит хеджирование от неблагоприятных изменений цены на нефть при несении значительных не поддающихся скалированию капитальных расходов. На основе договоров, которые были заключены ТОО «Жаикмунай» с различными поставщиками оборудования в отношении третьей линии подготовки газа, а также того факта, что другие договоры будут заключены в течение ближайших нескольких месяцев, Группа производит пристальный мониторинг хеджингового рынка и может в ближайшем будущем оформить хеджирование для охвата всех или некоторых своих не поддающихся скалированию капитальных расходов, связанных со строительством третьей линии подготовки газа. (См. «*—Текущие торговые операции и перспективы деятельности*»). 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.

Результаты деятельности

Сопоставление результатов деятельности за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 г. и 2012 г.

В следующей таблице приведены статьи консолидированного отчета о совокупном доходе Группы за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 года и 2012 года, в долларах США и в процентах от выручки.

	Год, закончившийся 31 декабря 2013 г.	% выручки	Год, закончившийся 31 декабря 2012 г.	% выручки
		(тыс. долл. США)		
Выручка	895 014	100,0	737 065	100,0
Стоимость реализации	(286 222)	32,0	(238 224)	32,3
Валовая прибыль	**608 792**	**68,0**	**498 841**	**67,7**
Общие и административные расходы	(60 449)	6,8	(64 882)	8,8
Расходы на реализацию и транспортировку	(121 674)	13,6	(103 604)	14,1
Затраты на финансирование	(43 615)	4,9	(46 785)	6,3
Прибыль/(убытки) от курсовой разницы, чистая	(636)	0,1	776	0,1
Процентный доход	764	0,1	698	0,1
Другие доходы/(расходы)	(21 167)	2,4	(2 672)	0,4
Прибыль до уплаты налога на прибыль	**362 015**	**40,4**	**282 372**	**38,3**
Расходы по налогу на прибыль	(142 496)	16,0	(120 363)	16,3
Прибыль за период	**219 519**	**24,5**	**162 009**	**22,0**

Выручка увеличилась на 157,9 млн. долл. США, или 21,4%, с 895,0 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, с 737,1 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, в основном в результате увеличения объемов продукции установки подготовки газа.

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, выручка от продаж крупнейшим двум покупателям Группы составила 203,0 млн. долл. США и 173,4 млн. долл. США, соответственно. За год, закончившийся 31 декабря 2012 г., выручка от продаж крупнейшим трем покупателям Группы составила 200,6 млн. долл. США, 54,0 млн. долл. США и 118,8 млн. долл. США, соответственно.

В следующей таблице приведены выручка, объемы реализации Группы и цена сырой нефти марки Brent за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 г. и 2012 г.:

	Годы, закончившиеся 31 декабря	
	2013	**2012**
Нефтегазовый конденсат (тыс. долл. США)	709 107	587 371
Продукты газопереработки (тыс. долл. США)	185 907	149 694
Совокупная выручка (тыс. долл. США)	**895 014**	**737 065**
Объемы реализации (бнэ)	16 854 970	13 629 245
Средняя цена сырой нефти марки Brent, на которой основаны продажи Nostrum (долл. США/барр.)	108,4	107,43

В приведенной ниже таблице показана разбивка выручки Группы по продажам на экспорт/на внутреннем рынке за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 г. и 2012 г.:

	Годы, закончившиеся 31 декабря	
	2013	2012
	(*тыс. долл. США)*	
Выручка от продажи на экспорт	765 029	630 412
Выручка от продажи на внутреннем рынке	129 985	106 653
Итого выручки	**895 014**	**737 065**

Значительное увеличение продаж на внутреннем рынке за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2012 г., было связано в первую очередь с началом добычи и продаж сухого газа, 100% которого реализуется на внутреннем рынке Казахстана.

Стоимость реализации выросла на 48 млн. долл. США, или 20,2%, со 238,2 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., до 286,2 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., в основном в связи с ростом добычи, увеличением износа, исчерпания запасов и амортизации, роялти, доли правительства в прибыли, увеличением расходов на материалы и поставки, а также изменениями товарно-материальных запасов, которые частично компенсировались снижением фонда заработной платы и сопутствующих налогов, сокращением расходов на капитальный ремонт скважин и затрат на ремонт и техобслуживание. Увеличение стоимости реализации на 20% соответствует росту выручки в 2013 году на 21% по сравнению с 2012 годом.

В расчете на бнэ стоимость реализации незначительно снизилась — на 0,5 долл. США, или 2,86%, с 17,48 долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, до 16,98 долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, а стоимость реализации за вычетом амортизации в расчете на бнэ снизилась на 0,12 долл. США, или 1,12%, с 10,04 долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., до 9,92 долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2013 года.

Износ, исчерпание запасов и амортизация увеличились на 17,4%, или 17,6 млн. долл. США, с 101,4 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., до 119,0 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2013 г. Данный рост связан с увеличением добычи без одновременного увеличения доказанных запасов за рассматриваемый период. Доля исчерпания запасов для оборотных нефтегазовых активов составила 12,1% и 11,96% в 2013 году и в 2012 году, соответственно.

Расходы на материалы и поставки, рассматриваемые совместно с расходами на ремонт, техническое обслуживание и прочие услуги, а также с расходами на капитальный ремонт скважин, сократились на 1% до 67,4 млн. долл. США в 2013 г. с 68,4 млн. долл. США в 2012 г. Рост материалов и поставок на 132,1% с 5,3 млн. долл. США в 2012 г. до 12,3 млн. долл. США в 2013 г. связан с проведением в 2013 году ремонтных работ и технического обслуживания объектов, особенно Установки подготовки газа, которые в меньшей степени проводились также на скважинах.

Налоги на заработную плату и сопутствующие налоги выросли на 6,5% до 17,2 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., по сравнению с 18,4 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г.

Расходы на уплату роялти рассчитываются на основании себестоимости добычи и рыночных цен на различную продукцию. Роялти выросли на 5,2 млн. долл. США или на 15,2% до 39,4 млн. долл. США в 2013 г. с 34,2 млн. долл. США в 2012 г., а добыча выросла на 25% до среднего уровня в 46 178 бнэ/д в 2013 г. с 36 940 бнэ/д в 2012 г. Средняя цена смеси brent в 2013 г. снизилась на 0,6% до 108,41 долл. США за барр. с 109,03 долл. США за барр. в 2012 г.

Расходы на уплату доли правительства в прибыли выросли на 22,8 млн. долл. США, или 288,6%, с 7,9 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. до 30,7 млн. долл.

США за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., в основном в связи с тем, что остаток компенсационной нефти, который был перенесен с предшествующих периодов, был сокращен в августе 2013 года, в результате чего доля государства значительно возросла во втором полугодии 2013 года.

Общие и административные расходы снизились на 4,5 млн. долл. США, или 6,9%, с 64,9 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., до 60,4 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., в основном в связи со снижением расходов на социальную программу с 21,8 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., до 21,5 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2013 г. Это сокращение расходов было связано с завершением в 2012 году строительства 37-километровой асфальтовой подъездной дороги к месторождению и с отсутствием аналогичных расходов в 2013 году. Снижение социальных расходов было компенсировано преимущественно возросшими платежами за услуги по менеджменту и услуги профессиональных консультантов.

Расходы на реализацию и транспортировку возросли на 18,1 млн. долл. США, или 17,5%, с 103,6 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., до 121,7 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2013 г. Это было вызвано в основном увеличением затрат на погрузку и хранение на 15,4 млн. долл. США с 21,6 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., до 37,0 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2013 г. Это увеличение затрат было вызвано в первую очередь увеличением объемов выпуска СУГ и конденсата.

Затраты на финансирование сократились на 3,2 млн. долл. США или на 6,8% до 43,6 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2013 г. с 46,8 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. Данное сокращение затрат было вызвано в первую очередь выпуском новых облигаций в ноябре 2012 г. со значительно меньшей процентной ставкой, за счет которых было произведено погашение первого выпуска облигаций.

Прочие расходы возросли до 25,6 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., с 6,6 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. Увеличение прочих расходов было связано с ростом экспортных пошлин, выплаченных Группой. Экспортные пошлины представляют собой таможенные сборы за экспорт сырой нефти и комиссии, взимаемые таможней за оказываемые ею услуги, в том числе обработку деклараций, временное хранение и т.д. Таможенные органы Казахстана, опираясь на свое толкование законодательства СНГ о свободе торговли, ввели таможенные сборы на экспорт нефти из Казахстана на Украину с декабря 2012 года.

Прибыль до уплаты налога на прибыль выросла на 79,6 млн. долл. США или на 28,2% до 362,0 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., по сравнению с прибылью в размере 282,4 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. Более высокая прибыльность была вызвана увеличенной выручкой в связи с ростом производительности установки подготовки газа.

Расходы по налогу на прибыль выросли на 22,1 млн. долл. США или на 18,4% с 120,4 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., до 142,5 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2013 г. Увеличение расходов по налогу на прибыль связано в первую очередь с увеличением прибыли Группы до уплаты налога на прибыль.

Чистый доход вырос на 57,5 млн. долл. США или на 35,5% до 219,5 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., с 162,0 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. Эта более высокая прибыльность была вызвана в первую очередь увеличением выручки в связи с ростом добычи углеводородов.

Сопоставление результатов деятельности за годы, закончившиеся 31 декабря 2012 г. и 2011 г.

В следующей таблице приведены статьи консолидированного отчета о совокупном доходе Группы за годы, закончившиеся 31 декабря 2012 г. и 2011 года, в долларах США и в процентах от выручки.

	За год, закончившийся 31 декабря 2012 г.	**% выручки**	**За год, закончившийся 31 декабря 2011 г.**	**% выручки**
	(тыс. долл. США)		*(тыс. долл. США)*	
Выручка	737 065	100,0	300 837	100,0
Стоимость реализации	(238 224)	32,3	(70 805)	23,5
Валовая прибыль	**498 841**	**67,7**	**230 032**	**76,5**
Общие и административные расходы	(64 882)	8,8	(39 462)	13,1
Расходы на реализацию и транспортировку	(103 604)	14,1	(35 395)	11,8
Затраты на финансирование	(46 785)	6,3	(1 660)	0,6
Прибыль/(убытки) от курсовой разницы, чистая	776	0,1	(389)	0,1
Процентный доход	698	0,1	336	0,1
Прочие доходы/(расходы)	(2 672)	0,4	(4 490)	1,5
Прибыль до уплаты налога на прибыль	**282 372**	**38,3**	**148 972**	**49,5**
Расходы по налогу на прибыль	(120 363)	16,3	(67 348)	22,4
Прибыль/(убыток) за период	**162 009**	**22,0**	**81 624**	**27,1**

Выручка увеличилась на 436,3 млн. долл. США, или 145,0%, с 300,8 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., до 737,1 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., в основном в связи с дополнительной выручкой от увеличения объемов производства, в основном на установке подготовки газа.

В следующей таблице приводится выручка Группы, объем реализации и товарная цена сырой нефти марки Brent за годы, закончившиеся 31 декабря 2012 г. и 2011 г.

	Годы, закончившиеся 31 декабря	
	2012	**2011**
	(тыс. долл. США)	
Объемы реализации (бнэ)	13 629 245	3 397 815
Средняя цена сырой нефти марки Brent, из которой Nostrum исходил при реализации (долл. США/барр.)	107,43	106,87
Общая сумма выручки	**737 065**	**300 837**

В следующей таблице приведены данные о структуре выручки Группы по продуктам за годы, закончившиеся 31 декабря 2012 г. и 2011 г.:

	Годы, закончившиеся 31 декабря	
	2012	**2011**
	(тыс. долл. США)	
Выручка:		
Нефть и газовый конденсат	587 371	289 947
Газ и сжиженный углеводородный газ	149 694	10 890
Общая сумма выручки	**737 065**	**300 837**

В следующей таблице приведены данные о структуре выручки Группы по реализации на экспорт/на внутреннем рынке за годы, закончившиеся 31 декабря 2012 г. и 2011 г.:

	Годы, закончившиеся 31 декабря	
	2012	**2011**
	(тыс. долл. США)	
Выручка:		
Выручка от реализации на экспорт	630 412	284 548
Выручка от реализации на внутреннем рынке	106 653	16 289
Общая сумма выручки	**737 065**	**300 837**

Существенный рост объемов реализации на внутреннем рынке за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., по сравнению с тем же периодом в 2011 годы в первую очередь связан с началом производства и реализации сухого газа, 100% которого реализуется на внутреннем казахстанском рынке.

Стоимость реализации выросла на 167,4 млн. долл. США, или 236,4%, с 70,8 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., до 238,2 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., в основном в связи с ростом производства, увеличением износа и амортизации, ремонта и обслуживания, затрат на ремонт и техобслуживание, фонда заработной платы и расходов на материалы и поставки, что вызвано началом эксплуатации установки подготовки газа. В расчете на бнэ, стоимость реализации снизилась на 3,36 долл. США, или 16,1%, с 20,83 долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., до 17,48 долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., а стоимость реализации за вычетом амортизации в расчете на бнэ снизилась на 5,07 долл. США, или 33,6%, с 15,11 долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., до 10,04 долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г.

Износ и амортизация возросли на 422,7% или 82 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., до 101,4 млн. долл. США, в основном в связи с началом эксплуатации установки подготовки газа и соответствующих скважин.

Расходы на материалы и поставки выросли на 6% до 5,3 млн. долл. США, а затраты на ремонт и обслуживание выросли на 234,3% до 55,5 млн. долл., в основном в связи с расширением производства и ростом объема продукции установки подготовки газа.

Заработная плата и соответствующие налоговые выплаты увеличились на 100% до 18,4 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., по сравнению с 9,2 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., в основном в связи с ростом числа работников, необходимых для эксплуатации установки подготовки газа и ростом заработных плат.

Расходы на уплату роялти выросли на 25.5 млн. долл. США, или 293,1%, с 8,7 млн. долл. США в 2011 г. до 34,2 млн. долл. США в 2012 г., в основном в связи с увеличением выручки в результате роста производства.

Расходы на уплату доли правительства в прибыли выросли на 6.1 млн. долл. США, или 338,9%, с 1,8 млн. долл. США в 2011 г. до 7,9 млн. долл. США в 2012 г., в основном в связи с увеличением выручки в результате роста производства.

Общие и административные расходы возросли на 25,4 млн. долл. США, или 64,3%, с 39,5 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., до 64,9 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., в основном в связи с увеличением расходов на социальную программу с 1,1 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., до 20,7 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. Это увеличение связано с затратами на строительство 37-километровой асфальтовой подъездной дороги к месторождению, которую Группа согласилась построить в рамках девятой поправки к СРП. Затраты, связанные со строительством этой дороги, значительно выше обычных затрат Группы на социальные программы в соответствии с СРП. Прочие расходы, способствовавшие увеличению общих и

административных расходов, включают в себя увеличение платежей на услуги по менеджменту, увеличение расходов на заработную плату и соответствующие налоговые выплаты и увеличение расходов на обучение.

Расходы на реализацию и транспортировку возросли на 68,2 млн. долл. США, или 192,7%, с 35,4 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., до 103,6 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., в основном в связи с увеличением расходов на транспортировку на 44,3 млн. долл. США, с 29,7 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., до 74,0 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. Кроме того, затраты компании на погрузку и хранение выросли с 1,4 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., до 21,6 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. Это увеличение затрат было вызвано общим увеличением объема производства и, в частности, увеличением объемов выпуска СУГ и конденсата: эти продукты требуют особых условий транспортировки и, следовательно, более высоких затрат.

Затраты на финансирование возросли на 45,1 млн. долл. США, или 2 652,9%, с 1,7 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., до 46,8 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. Увеличение затрат было вызвано в основном вводом в эксплуатацию установки подготовки газа, что привело к уменьшенной капитализации затрат на выплату процентов за этот период.

Прибыль до уплаты налога на прибыль увеличилась на 133,4 млн. долл. США, или 90%, с 149,0 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., до 282,4 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. Более высокий уровень прибыли был вызван прежде всего увеличенной выручкой в связи с включением продукции установки подготовки газа.

Расходы по налогу на прибыль выросли на 53,1 млн. долл. США, или 78,9%, с 67,3 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., до 120,4 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., в основном в связи с увеличением валовой прибыли Группы.

Чистый доход вырос на 80,4 млн. долл. США, или 98,5%, с 81,6 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., до 162,0 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. Эта более высокая прибыльность была вызвана увеличением выручки в связи с ростом производства.

Ликвидность и капитальные ресурсы

Общая часть

В течение рассматриваемого периода основными источниками финансирования Nostrum являлись денежные средства от операций и суммы, полученные по облигациям со сроком погашения в 2015 году и по облигациям со сроком погашения в 2019 году. Требования Nostrum к ликвидности в первую очередь касаются удовлетворения текущих обязательств по обслуживанию долга (по облигациям со сроком погашения в 2015 году и по облигациям со сроком погашения в 2019 году) и финансирования капитальных затрат и потребностей в оборотном капитале.

Движение денежных средств

Ниже в таблице представлены данные консолидированного отчета Группы о движении денежных средств за годы, закончившиеся 31 декабря 2013 г., 2012 г. и 2011 г.

	Год, закончившийся 31 декабря		
	2013	**2012**	**2011**
		(тыс. долл. США)	
Движение ден. средств (чистая сумма) от опер. деятельности	357 253	291 825	132 859
Чистые денежные средства, используемые в инвестиционной деятельности	(237 522)	(269 674)[(1)]	(104 317)
Чистые ден. средства (исп. в)/от фин. деятельности	(132 350)	50 390	(47 350)
Ден. средства и их эквиваленты на конец периода	184 914	197 730	125 393

(1) Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, включают банковские депозиты на сумму 50 млн. долл. США, которые не включены в денежные средства и их эквиваленты по состоянию на конец 2012 года ввиду долгосрочного характера таких депозитов.

Движение денежных средств (чистая сумма) от операционной деятельности

Движение денежных средств (чистые суммы), полученных от операционной деятельности, составило 357,3 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., по сравнению с 291,8 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., и в основном относилось к:

- прибыли до уплаты налога на прибыль за период в размере 362,0 млн. долл. США, с поправкой на безналичные начисления по износу, истощению запасов и амортизации в размере 120,4 млн. долл. США и финансовые расходы в размере 43,6 млн. долл. США;
- увеличению оборотных средств на 15,1 млн. долл. США в основном в связи с (i) увеличением дебиторской задолженности на 12,6 млн. долл. США, (ii) увеличением авансовых платежей и других оборотных активов на 6,2 млн. долл. США и (iii) увеличением других краткосрочных обязательств на 8,7 млн. долл. США; и
- выплаченному налогу на прибыль в размере 155,5 млн. долл. США.

Движение денежных средств (чистые суммы), полученных от операционной деятельности, составило 291,8 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, и в основном относилось к:

- прибыли до уплаты налога на прибыль за период в размере 282,4 млн. долл. США, с поправкой на безналичные начисления по износу, истощению запасов и амортизации в размере 102,6 млн. долл. США и финансовые расходы в размере 46,8 млн. долл. США;
- увеличению оборотных средств на 42,5 млн. долл. США в основном в связи с (i) увеличением дебиторской задолженности на 41,4 млн. долл. США, (ii) снижением кредиторской задолженности на 2,7 млн. долл. США, (iii) увеличением ТМЗ на 10,4 млн. долл. США и (iv) ростом других краткосрочных обязательств на 25,3 млн. долл. США, что было связано в первую очередь с налоговым учетом различной продукции, производимой на первой и второй установках подготовки газа; и
- выплаченному налогу на прибыль в размере 94,2 млн. долл. США.

Чистое движение денежных средств от операционной деятельности составило 132,9 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2011 года, и в основном относилось к:

- прибыли до уплаты налога на прибыль за период в размере 149,0 млн. долл. США, с поправкой на безналичные начисления по износу, истощению запасов и амортизации в размере 19,8 млн. долл. США;
- увеличению оборотных средств на 25,8 млн. долл. США в основном в связи с (i) ростом предоплат на 6,5 млн. долл. США, (ii) увеличением дебиторской задолженности по торговым операциям на 11,0 млн. долл. США; (iii) увеличением ТМЗ на 8,9 млн. долл. США; (iv) снижением полученных авансов на 8,5 млн. долл. США; (v) что частично компенсировалось ростом кредиторской задолженности на 10,5 млн. долл. США; и
- выплаченному налогу на прибыль в размере 13,2 млн. долл. США.

Чистые денежные средства, используемые в инвестиционной деятельности

Значительная часть наличных денежных средств, используемых в инвестиционной деятельности, связана с программой бурения и со строительством первой, второй и третьей установок подготовки газа. За период с 1 января 2010 г. до 31 декабря 2013 г. денежные средства, использованные в программе бурения, составляли от 43% до 70% от совокупного потока денежных средств от инвестиционной деятельности. За период с 1 января 2011 г. до 31 декабря 2013 г. денежные средства, используемые при строительстве первой, второй и третьей установок подготовки газа, составляли от 1% до 40% от совокупного потока денежных средств от инвестиционной деятельности. На долю бурения и строительства первой, второй и третьей установок подготовки газа совместно пришлось от 44% до 92% денежных средств, использованных для инвестиций в основные средства.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, составили 239 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., в основном в связи с бурением новых скважин 141,4] млн. долл. США), затратами, связанными с третьей установкой подготовки газа и с Ростошинским, Дарьинским и Южно-Гремячинским месторождениями, а также с размещением денежных средств в депозиты в размере 30,0 млн. долл. США, что частично компенсировалось закрытием срочных банковских депозитов на сумму 25 млн. долл. США.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, составили 269,7 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., в основном в связи с бурением новых скважин (116,2 млн. долл. США), капиталовложениями в установку подготовки газа (38,6 млн. долл. США), размещением денежных средств в краткосрочные банковские депозиты в размере 50,0 млн. долл. США и затратами, связанными с первыми двумя блоками установки подготовки газа и с Ростошинским, Дарьинским и Южно-Гремячинским месторождениями.

Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, составили 103,7 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2011 года, в основном в связи с капиталовложениями в установку подготовки газа (23,5 млн. долл. США) и бурением новых скважин (72,4 млн. долл. США).

Чистые ден. средства (исп. в)/от фин. деятельности

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности, составили 132,4 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., и были в основном связаны с выплатой распределений в размере 63,2 млн. долл. США и с процентами, выплаченными по облигациям Группы со сроком погашения в 2015 году и облигациям со сроком погашения в 2019 году.

Чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности, составили 50,4 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 года, и были в основном связаны с поступлениями по облигациям Группы со сроком погашения в 2019 году, что было частично

компенсировано частичным выкупом с премией облигаций со сроком погашения в 2015 году и выплатой распределений на сумму 59,5 млн. долл. США.

Чистые денежные средства, использованные в финансовой деятельности, составили 47,4 млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., и были в основном связаны с процентами, выплаченными по облигациям Группы со сроком погашения в 2015 году.

Задолженность

Ниже кратко излагаются некоторые условия, относящиеся к задолженности группы.

Облигации со сроком погашения в 2019 году

13 ноября 2012 года Zhaikmunai International B.V. («**Первоначальный эмитент 2019**») выпустил облигации на сумму 560 000 000 долларов США («**Облигации 2019**»).

24 апреля 2013 года ТОО «Жаикмунай» заменил собой Первоначального эмитента 2019 по Облигациям 2019, то есть принял на себя все обязательства Первоначального эмитента 2019 по Облигациям 2019. Облигации 2019 являются процентными со ставкой процента 7,125% в год. Процент по Облигациям 2019 оплачивается 13 ноября и 14 мая каждого года начиная с 14 мая 2013 года. До 13 ноября 2016 года Эмитент 2019 вправе по своему выбору один или несколько раз погашать до 35% от совокупной основной суммы долга по Облигациям 2019, за счет чистых вырученных средств, полученных в результате одного или нескольких предложений акций, по цене погашения, равной 107,125% основной суммы долга по Облигациям 2019, вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по Облигациям 2019 до соответствующей даты погашения (с учетом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2019, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов), при условии, что (1) не менее 65% первоначальной основной суммы долга по Облигациям 2019 (включая Дополнительные облигации, согласно определению в соглашении об Облигациях 2019) остается непогашенной после каждого такого погашения; и (2) такое погашение состоится в течение 90 дней после даты завершения соответствующего предложения акций.

Кроме того, Облигации 2019 могут погашаться (полностью или частично) в любой момент времени до 13 ноября 2016 года по выбору Эмитента 2019, 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 2019 по его зарегистрированному адресу, по цене погашения, равной 100% основной суммы долга по погашаемым Облигациям 2019 вместе с Применимой премией (согласно нижеприведенного определения) 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 2019, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов). «Применимая премия» означает, в отношении любой Облигации 2019 в любую применимую дату погашения, наибольшую из следующих величин (1) 1,0% от суммы номинала такой Облигации 2019; или (2) положительную разницу (если она имеется) между: (а) текущей стоимостью на такую дату погашения (i) цены погашения такой Облигации 2019 по состоянию на 13 ноября 2016 года 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 2019 до 13 ноября 2016 года (включительно), рассчитываемые с использованием дисконтной ставки, равной ставке казначейских облигаций США на такую дату погашения плюс 50 базисных пунктов, и (б) суммой номинала по такой Облигации 2019.

Облигации 2019 совместно и по отдельности гарантированы («Гарантии 2019»), на основе принципа преимущества, Nostrum Oil & Gas LP и всеми его дочерними предприятиями кроме

Эмитента 2019 («Гаранты 2019»). Облигации 2019 являются обязательствами Эмитента 2019 и Гарантов 2019 с преимущественным правом требования и имеют равную очередность со всеми прочими обязательствами Эмитента 2019 и Гарантов 2019 с преимущественным правом требования. Облигации 2019 и Гарантии 2019 не имеют преимущества какого-либо обеспечения. Дополнительная информация по этим Облигациям приведена в пункте 12.3 Части 17 «Дополнительная информация».

Новые Облигации 2019

14 февраля 2014 г. Nostrum Oil & Gas Finance B.V. («**Первоначальный эмитент Новых Облигаций 2019**») выпустил облигации на сумму 400 000 000 долл. США («**Новые Облигации 2019**»).

6 мая 2014 г. ТОО «Жаикмунай» («**Эмитент Новых Облигаций 2019**») заменил собой Первоначального эмитента Новых Облигаций 2019, то есть принял на себя все обязательства Первоначального эмитента Новых Облигаций 2019. Новые Облигации 2019 являются процентными со ставкой процента 6,375% в год. Процент по Новым Облигациям 2019 оплачивается 14 февраля и 14 августа каждого года начиная с 14 августа 2014 года. До 14 февраля 2017 года Эмитент Новых Облигаций 2019 вправе по своему выбору один или несколько раз погашать до 35% от совокупной основной суммы долга по Новым Облигациям 2019, за счет чистых вырученных средств, полученных в результате одного или нескольких предложений акций, по цене погашения, равной 106,375% основной суммы долга по Новым Облигациям 2019, вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по Новым Облигациям 2019 до соответствующей даты погашения (с учетом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Новым Облигациям 2019, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов), при условии, что (1) не менее 65% первоначальной основной суммы долга по Новым Облигациям 2019 (включая Дополнительные облигации, согласно определению в соглашении о Новых Облигациях 2019) остается непогашенной после каждого такого погашения; и (2) такое погашение состоится в течение 90 дней после даты завершения соответствующего предложения акций.

Кроме того, Новые Облигации 2019 могут погашаться (полностью или частично) в любой момент времени до 14 февраля 2017 года по выбору Эмитента Новых Облигаций 2019, при условии направления предварительного уведомления не ранее, чем за 60 дней, и не позднее, чем за 30 дней, почтовым отправлением «первого класса» каждому держателю Новых Облигаций 2019 по его зарегистрированному адресу, по цене погашения, равной 100% основной суммы долга по погашаемым Облигациям 2019 вместе с Применимой премией (согласно нижеприведенного определения) 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 2019, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов). «Применимая премия» означает, в отношении любой Новой Облигации 2019 в любую применимую дату погашения, наибольшую из следующих величин (1) 1,0% от суммы номинала такой Новой Облигации 2019; или (2) положительную разницу (если она имеется) между: (a) текущей стоимостью на такую дату погашения (i) цены погашения такой Новой Облигации 2019 по состоянию на 14 февраля 2017 года плюс (ii) все требуемые процентные выплаты (за вычетом начисленных и не уплаченных процентов по состоянию на такую дату погашения), причитающиеся к уплате по таким Новым Облигациям 2019 до 14 февраля 2017 года (включительно), рассчитываемые с использованием дисконтной ставки, равной ставке казначейских облигаций США на такую дату погашения плюс 50 базисных пунктов, и (б) суммой номинала по такой Новой Облигации 2019.

Новые Облигации 2019 совместно и по отдельности гарантированы («**Новые гарантии 2019**»), на основе принципа преимущества, Nostrum Oil & Gas LP и всеми его дочерними

предприятиями кроме Эмитента Новых Облигаций 2019 («**Новые гаранты 2019**»). Новые Облигации 2019 являются обязательствами Эмитента Новых Облигаций 2019 и Новых гарантов 2019 с преимущественным правом требования и имеют равную очередность со всеми прочими обязательствами Эмитента Новых Облигаций 2019 и Новых гарантов 2019 с преимущественным правом требования. Новые Облигации 2019 и Новые гарантии 2019 не имеют преимущества какого-либо обеспечения. Дополнительная информация по этим Новым Облигациям приведена в пункте 12.3 Части 17 «Дополнительная информация».

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 стремится обеспечить наличие достаточных активов для выполнения обязательств по мере их возникновения. Согласно казначейской политике, Группа должна поддерживать минимальный уровень наличных средств в 100 млн. долл. США. В нижеследующей таблице приводятся краткие сведения о сроках исполнения финансовых обязательств Группы на 31 декабря 2013 года на основании контрактных недисконтированных платежей:

	За год, закончившийся 31 декабря 2013 г.					
	По требованию	**Менее чем за 3 месяца**	**3-12 месяцев**	**1-5 лет**	**Более 5 лет**	**Всего**
			(тыс. долл. США)			
Заемные средства	—	—	43 613	259 902	594 691	898 206
Расчеты с поставщиками и подрядчиками	58 518	—	—	—	—	58 518
Другие текущие обязательства	22 524	—	—	—	—	22 524
Доля правительства Казахстана	—	258	773	4 124	12 371	17 526
Всего	**81 042**	**258**	**44 386**	**264 026**	**607 062**	**996 774**

Более подробная информация по обязательствам Группы в отношении Чинаревского, Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений приведена в разделе «*Бизнес— Лицензии и разрешения на недропользование»*. За год, закончившийся 31 декабря 2013 г., у Группы были дополнительные разведочные работы и активы по оценке, которые отражены в Примечании 4 к Части 14 «*Финансовая информация о прошлых периодах*» настоящего Проспекта.

Условные обязательства

Описание условных обязательств Группы приведено в Примечании 30 к Части 14 «*Финансовая информация о прошлых периодах*» настоящего Проспекта.

Капитальные затраты

В годы, закончившиеся в 31 декабря 2013, 2012 и 2011 года, капитальные затраты Nostrum на приобретение основных средств составили (без учета НДС) приблизительно 201,4 млн. долл. США, 210,3 млн. долл. США и 104,7 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 подготовки газа. Это составило 22,0%, 28,5% и 34,6% выручки соответственно. Группа реализовала программу капиталовложений, в которой Nostrum заложил затраты в расчете на скважину приблизительно 10 млн. долл. США для нефтяных скважин и приблизительно 14,0 млн. долл. США для газоконденсатных скважин. Nostrum также заложил капитальные затраты в размере приблизительно 500 млн. долл. США на строительство третьей технологической линии установки подготовки газа (из которых затраты в размере 29,7 млн. долл. США были уже понесены по состоянию на 31 декабря 2013 г.).

Кроме того, Nostrum заложил в бюджет капитальные расходы в размере около 1,5 млрд. долл. США на разработку месторождений в течение ближайших пяти лет (при этом около 550 млн. долл. США приходится на развитие инфраструктуры, а остальная сумма – на сопутствующие капитальные расходы на бурение).

Затраты на бурение

Затраты на бурение составили млн. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., по сравнению с 116,2 млн. долл. США за 2012 год.

Установка подготовки газа

После успешной реализации первой очереди установки подготовки газа Nostrum планирует построить третью технологическую линию установки подготовки газа (вторая очередь плана развития установки подготовки газа). Это будет зависеть от ряда факторов, таких как способность Nostrum перевести вероятные запасы в доказанные запасы, конъюнктуры цен на нефть, и денежных потоков от эксплуатации первой очереди установки подготовки газа. По текущим оценкам руководства, строительство третьей технологической линии подготовки газа обойдется приблизительно в 500 млн. долл. США (из которых затраты в размере 29,7 млн. долл. США были уже понесены по состоянию на 31 декабря 2013 г.).

См. Раздел 2 «*Факторы риска — Факторы риска, относящиеся к хозяйственной деятельности Группы — Прогноз объемов добычи Группы в основном исходит из того, что ее установка подготовки газа и, в меньшей степени, ее установка подготовки нефти будут работать на полную или почти на полную мощность. Если эти установки не будут работать на полную или почти на полную мощность, Группа может быть не в состоянии достичь своих стратегических производственных задач.*» и «*—Деятельность—Установка подготовки газа*»*.*

У Nostrum есть политика хеджирования, согласно которой производится хеджирование от негативных изменений цен на нефть в течение периода несения значительных не поддающихся скалированию капитальных расходов. На основании договоров, заключенных ТОО «Жаикмунай» с различными поставщиками оборудования для третьей линии подготовки газа, а также того факта, что в течение нескольких ближайших месяцев будут заключены дополнительные договоры, Nostrum ведет пристальный мониторинг хеджингового рынка и может в ближайшем будущем произвести хеджирование для покрытия некоторых или всех своих не поддающихся скалированию капитальных расходов, связанных со строительством третьей линии подготовки газа (см. «*—Текущие торговые операции и перспективы деятельности*»).

Группа выполнила ряд основных действий в отношении строительства третьей линии подготовки газа. Nostrum назначил FIA и Rheinmetall International Engineering GmbH (дочернюю компанию Ferrostaal GmbH, принадлежащую ей на 50%) менеджером проекта, отвечающим за инженерное сопровождение, поставки, строительство и ввод в эксплуатацию всей третьей установки подготовки газа от имени дочерней компании Nostrum ТОО «Жаикмунай». На основании исследования FEED, подготовленного Lexington Group International (США), команда инженеров FIA занялась разработкой проекта с конца 2012 года. По состоянию на дату настоящего Проспекта, Nostrum находится на завершающем этапе работ по поставкам и на начальном этапе детальных инжиниринговых работ. Nostrum также согласовал условия поставки с тремя поставщиками в отношении поставки оборудования на общую сумму около 75 млн. долл. США и ожидает, что в ближайшее время с поставщиками будут согласованы условия поставки дополнительного оборудования на 60 млн. долл. США. Nostrum ожидает, что все договоры поставки в отношении основного оборудования будут подписаны в течение первого полугодия 2014 года. На основании текущего графика строительных работ Nostrum полагает, что третья установка подготовки газа будет завершена и введена в эксплуатацию до середины 2016 года. Согласно текущим оценкам руководства, совокупные затраты по этому проекту не превысят 500 млн. долл. США.

Установки подготовки нефти

В настоящее время Nostrum эксплуатирует первую установку подготовки сырой нефти, которая была построена и введена в эксплуатацию в начале 2006 года. Группа планирует завершить вторую установку подготовки нефти к концу 2015 года для того, чтобы удвоить объем переработки. Общая сумма капитальных затрат на установку подготовки нефти, как ожидается, составит около 40-50 млн. долл. США.

Приобретение разрабатываемых месторождений газа и нефти

В третьем квартале 2012 г. Группа подписала договоры купли-продажи в отношении приобретения трех новых лицензий на месторождения около Чинаревского месторождения на общую сумму 17 млн. долл. США.

24 мая 2013 г. Группа уведомила Компетентный орган о завершении процесс приобретения трех разрабатываемых месторождений — Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского, — расположенных в Прикаспийском бассейне к северо-западу от Уральска, приблизительно в 50-105 километрах от Чинаревского месторождения. По оценке Nostrum, стоимость проведения необходимых оценочных работ для разработки этих месторождений, которые начались в 2013 году, первоначально в форме 3D-сейсмосъемки, составит приблизительно 85 миллионов долл. США. См. *«Бизнес— Лицензии и разрешения на недропользование»*. 9 августа 2013 г. срок оценки Ростошинского нефтяного месторождения был продлен до 8 февраля 2015 г.

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 Nostrum предполагает проводить расчеты при нормальных коммерческих условиях.

Риск, связанный с товарной ценой

Риск, связанный с товарной ценой, это риск того, что изменения в рыночной цене сырой нефти и других углеводородов будут негативно влиять на текущие или будущие доходы Группы. Риск изменения цен на сырьевые товары имеет чрезвычайно важное значение для результатов производственной деятельности Группы с учетом того, что все продажи продукции Группы зависят от цен на соответствующем рынке. На цены на товары влияют такие факторы, как действия ОПЕК, политические события, факторы спроса и предложения. Хеджинговая политика Группы заключается в том, что при принятии на себя обязательств по долгосрочным капитальным расходам, не поддающимся скалированию, Группа будет хеджировать до 70% от объема добычи жидких углеводородов. В прошлом Группа использовала такой инструмент как коллар с нулевой стоимостью. В этом случае происходит фиксирование нижнего уровня цены с ограничением риска повышения цены. Хотя Группа заключает контракты на хеджирование, они только частично защищают Группу от снижения цен на продукцию по сравнению с их текущим уровнем. Группа намерена сохранить ту же политику хеджирования в будущем.

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; большая часть расходов Группы выражена в долларах США, а примерно 40-45% — в тенге. В связи с этим повышение курса тенге окажет неблагоприятное влияние на деятельность Группы. Сколько-нибудь

значительный рынок форвардных инструментов для тенге отсутствует, а другие валютные или форвардные контракты, чтобы регулировать эту уязвимость, Группа не использует.

Что касается иностранной валюты, Группа понесла убыток в сумме 636 тыс. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, прибыль в сумме 776 тыс. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., и убыток в сумме 389 тыс. долл. США за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. Группа не хеджирует этот риск. На дату настоящего Проспекта все финансирование Группы проводится в долларах США, и в будущем капитальные затраты Группы предполагаются осуществлять в основном в долларах США.

Группа не производит хеджирование валютных рисков. Валютные риски Группы ограничены, поскольку большая часть ее дохода поступает в долларах США, а расходы по большей части тоже косвенно привязаны к долларам США. Даже если в соответствии с законодательством потребуется устанавливать цены по договорам поставки в тенге, у большинства существенных контрактов есть статьи, оговаривающие определенный обменный курс тенге к доллару 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 по имеющимся у Группы займам начислялись проценты по фиксированной процентной ставке по Облигациям со сроком погашения в 2015 г., Облигациям со сроком погашения в 2019 г. и Новым облигациям со сроком погашения в 2019 г.

Группа не хеджирует риск изменения процентных ставок и не производит своп фиксированной процентной ставки на плавающую или наоборот. Проценты по Облигациям со сроком погашения в 2015 г., Облигациям со сроком погашения в 2019 г. и Новым облигациям со сроком погашения в 2019 г. начисляются по фиксированной ставке.

Проценты по Облигациям со сроком погашения в 2019 г. начисляются по ставке 7,125%, а проценты по Новым облигациям со сроком погашения в 2019 г. начисляются по ставке 6,375%.

Кредитный риск

Nostrum реализует всю сырую нефть на основании контрактов с одним или несколькими трейдерами, которые приобретают его продукцию.

Политика компании Nostrum состоит в снижении риска неплатежа по всем покупателям по договору на поставку путем включения требования предоплаты или гарантии в виде аккредитива от международного банка по всем покупкам.

Торговые операции в настоящее время и последние события

23 января 2014 г. были внесены изменения в контракт на разведку и добычу углеводородов на Дарьинском месторождении, в соответствии с которыми ТОО «Жаикмунай» обязано:

- потратить не менее 200 000 долл. США на обучение персонала, участвующего в работах по контракту на этапе разведки;
- потратить 225 000 долл. США на финансирование социальной инфраструктуры региона;
- инвестировать не менее 20 355 000 долл. США в разведку месторождения в течение периода разведки;
- создать ликвидационный фонд (в форме отдельного депозита в местном банке) на сумму 208 000 долл. США.

23 января 2014 г. были внесены изменения в контракт на разведку и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении, в соответствии с которыми ТОО «Жаикмунай» обязано:

- потратить не менее 338 000 долл. США на обучение персонала, участвующего в работах по контракту на этапе разведки;
- потратить 225 000 долл. США на финансирование социальной инфраструктуры региона;
- инвестировать не менее 33 600 000 долл. США в разведку месторождения в течение периода разведки; и
- создать ликвидационный фонд (в форме отдельного депозита в местном банке) на сумму 244 000 долл. США.

Оставшееся условное встречное предоставление (312 168 910 тенге за Дарьинское месторождение и 487 375 905 тенге за Южно-Гремячинское месторождение) было выплачено продавцам в январе 2014 г.

11 февраля 2014 г. произошла девальвация тенге по отношению к доллару США и другим основным валютам. Обменные курсы до и после девальвации составили 155 тенге за 1 долл. США и 185 тенге за 1 долл. США, соответственно.

14 февраля 2014 г. Nostrum Oil & Gas Finance B.V., дочерняя компания Zhaikmunai Netherlands B.V. (учрежденная 15 января 2014 г.), выпустила Новые облигации со сроком погашения в 2019 г. Новые облигации со сроком погашения в 2019 г. солидарно гарантируются Nostrum Oil & Gas LP и всеми его дочерними компаниями за исключением Nostrum Oil & Gas Finance B.V. 28 февраля 2014 г. ТОО «Жаикмунай» заключило договор о купле-продаже и передаче с Zhaikmunai Netherlands B.V. в отношении приобретения акционерного капитала Nostrum Oil & Gas Finance B.V.

3 марта 2014 г., действуя в соответствии со своей политикой хеджирования, ТОО «Жаикмунай» заключило, без несения каких-либо расходов незамедлительно, новый договор хеджирования в отношении продажи нефти в размере 7 500 барр./день, на общий объем 5 482 500 барр., со сроком действия до 29 февраля 2016 г. Контрагентом по договору хеджирования выступил Citibank. На основании договора хеджирования ТОО «Жаикмунай» приобрело опцион на продажу по цене 85 долл. США/барр., что позволило обеспечить защиту от падения цен до уровня ниже 85 долл. США/барр. В рамках такого договора ТОО «Жаикмунай» также реализовало опцион на покупку по цене 111,5 долл. США/барр. и приобрело опцион на покупку по цене 117,5 долл. США/барр., что позволило ТОО «Жаикмунай» получить выгоду от цен на нефть свыше 111,5 долл. США/барр. и свыше 117,5 долл. США/барр.

За три месяца, закончившихся 31 марта 2014 г., совокупная оценочная Выручка Группы составила более 226 млн. долл. США по сравнению с 229 млн. долл. США за три месяца, закончившихся 31 марта 2013 г. За три месяца, закончившихся 31 марта 2014 г., оценочная EBITDA Группы составила более 150 млн. долл. США по сравнению с 153 млн. долл. США за три месяца, закончившихся 31 марта 2013 г. По состоянию на 31 марта 2014 г. оценочные денежные средства Группы (наличные денежные средства и их эквиваленты, денежные средства, на которые наложены ограничения, краткосрочные депозиты и депозиты, не относящиеся к текущим) превысили 642 млн. долл. США по сравнению с 287 млн. долл. США по состоянию на 31 марта 2013 г. По оценкам Группы, ее чистая задолженность равна приблизительно 415 млн. долл. США, а соотношение чистой задолженности к EBITDA составляет 365.

В приведенной ниже таблице показа объем добычи Nostrum за три месяца, закончившихся 31 марта 2014 г. и 2013 г.:

	Совокупная средняя добычи (барр./д) за первые 3 месяца	
	2014	**2013**
Продукты……		
Сырая нефть и стабилизированный конденсат…….....	20 143	19 705
СУГ (Сжиженый углеводородный газ)……..	4 943	3 651
Сухой газ…….	23 264	22 917
Итого…….	48 350	46 273

ЧАСТЬ 13
КАПИТАЛИЗАЦИЯ И ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

Информация, приведенная в следующей таблице, должна рассматриваться в совокупности в информацией в Части 12 «*Обзор производственной деятельности и финансовых операций*», и получена на основании финансовой информацией, указанной в Части 14 «*Финансовая информация за прошедшие периоды*».

	По сост. на 31 декабря 2014 г.
	(тыс. долл. США)
Итого текущая задолженность	
Гарантированная	7 263
Обеспеченная	-
Негарантированная/необеспеченная	-
	7 263
Итого долгосрочная задолженность (за исключением текущей части долгосрочной задолженности)	
Гарантированная	621 160
Обеспеченная	-
Негарантированная/необеспеченная	-
	621 160

	По сост. на 31 декабря 2013 г.
	(тыс. долл. США)
Акционерный капитал	
Капитал товарищества	350 123
Дополнительно оплаченный капитал	8 126
Прочие резервы	3 299
	361 548
Итого	**989 971**

14 февраля 2014 г. Группа выпустила Новые облигации со сроком погашения в 2019 г. на общую сумму 400 млн. долл. США, а 14 апреля 2014 г. Группа погасила выпущенные Облигации со сроком погашения в 2015 г. на общую сумму 92,5 млн. долл. США. Помимо этих фактов, не было никаких существенных изменений капитализации Группы с 31 декабря 2013 г.

В следующей таблице приведены показатели чистой непроверенной аудиторами финансовой задолженности Группы по состоянию на 28 февраля 2014 г., которые были получены без существенных корректировок на основании непроверенной аудиторами бухгалтерской информации Группы.

	По сост. на 28 февраля 2014 г.
	(тыс. долл. США, неаудированные)
Денежные средства	573 622
Денежные эквиваленты	-
Торгуемые ценные бумаги	-
Итого ликвидность	**573 622**
Текущая финансовая дебиторская задолженность	
Текущая банковская задолженность	-
Текущая часть долгосрочной задолженности	15 496
Прочая текущая финансовая задолженность	-
Итого текущая финансовая задолженность	**15 496**
Долгосрочная финансовая задолженность	**(558 126)**
Долгосрочная задолженность по банковским займам и кредитам	-
Выпущенные облигации	1 015 815
Прочие долгосрочные займы	-
Долгосрочная финансовая задолженность	**1 015 815**
Чистая финансовая задолженность	**457 689**

Группа не имеет косвенной или условной задолженности.

ЧАСТЬ 14
ФИНАНСОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ ЗА ПРОШЕДШИЕ ПЕРИОДЫ

Раздел А: Заключение аудиторов по финансовой информации Группы за прошедшие периоды

Директорам
Nostrum Oil & Gas plc
4-ый этаж
53-54 Гровнор Стрит
Лондон, W1K 3HU
Великобритания

20 мая 2014 г.

Уважаемые господа!

Мы подготовили заключение по финансовой информации Nostrum Oil & Gas LP и его дочерних компаний («**Группа**»), изложенной в Разделе В настоящей Части 15 «*Финансовая информация за прошедшие периоды*», за годы, завершившиеся 31 декабря 2011, 2012 и 2013 гг. (совместно – «**Финансовая информация за прошедшие периоды**»). Финансовая информация за прошедшие периоды была подготовлена для целей ее включения в Проспект Nostrum Oil & Gas plc от 20 мая 2014 г. на основе учетной политики, изложенной в примечании 1 к Финансовой информации за прошедшие периоды. Настоящее заключение требуется пунктом 20.1 Дополнения I к Регламенту о Директиве о проспектах и предоставляется для целей выполнения требований такого пункта и ни для каких иных целей.

За исключением ответственности, возникающей в соответствии с Правилом составления проспектов 5.5.3R (2)(f) перед любым лицом в тех случаях и в том объеме, как это предусмотрено таким правилом, мы, в максимальной степени, разрешенной законом, не принимаем на себя никакой ответственности и не будем принимать на себя никаких обязательств перед каким-либо лицом за любые убытки, понесенные любым таким лицом в результате или в связи с настоящим заключением или нашим заявлением, которое требуется и предоставляется исключительно для целей соблюдения требований пункта 20.1 Дополнения I к Регламенту Комиссии (ЕС) № о 809/2004, соглашаясь с его включением в Проспект.

Ответственность

Директора Генерального партнера Nostrum Oil & Gas LP несут ответственность за подготовку финансовой информации в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности, принятыми в Европейском союзе.

Наша обязанность заключается в том, чтобы выразить мнение о данной финансовой информации и предоставить вам наше заключение.

Основа для составления мнения

Мы выполнили нашу работу в соответствии со Стандартами отчетности по инвестиционной деятельности, принятыми Советом по аудиторской практике Великобритании. Наша работа включала в себя оценку свидетельств, имеющих отношение к суммам и сведениям, раскрытым в Финансовой информации за прошедшие периоды. Она также включала в себя оценку существенных прогнозов и суждений со стороны лиц, ответственных за подготовку Финансовой информации за прошедшие периоды, а также того, является ли правильной соответствующая учетная политика с учетом обстоятельств, в которых работает компания, применялась ли она на единообразной основе и была ли о ней раскрыта достаточная информация.

Мы спланировали и выполнили нашу работу таким образом, чтобы получить все сведения и разъяснения, которые мы посчитали необходимыми для того, чтобы получить достаточные доказательства для дачи обоснованному заверения в том, что соответствующая Финансовая информация за прошедшие периоды не содержит существенных ложных данных, вне зависимости от того, является ли это результатом обмана или иных нарушений или ошибок.

Наша работа не выполнялась в соответствии со стандартами аудита или иными стандартами и правилами, общепринятыми в других юрисдикциях, и, соответственно, результаты такой работы не должны использоваться так, как если бы она была выполнена в соответствии с такими стандартами и правилами.

Заключение

По нашему заключению, для целей проспекта от 20 мая 2014 года Финансовая информация за прошедшие периоды правильно и достоверно отражает состояние дел Группы на указанные даты, а также ее прибыль, движение денежных средств изменения в капитале за периоды, завершившиеся в такие даты, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности, принятыми в Европейском союзе.

Заявление

Для целей Правила составления проспектов 5.5.3R (2)(f) мы несем ответственность за данное заключение как часть проспекта и заявляем, что мы приняли все разумные меры для обеспечения того, чтобы информация, содержащаяся в настоящем заключении, насколько нам известно, соответствовала фактам и не содержала никаких упущений, которые могут повлиять на ее смысл. Данное заявление включено в проспект в соответствии с пунктом 1.2 Дополнения I к Регламенту Комиссии (ЕС) 809/2004.

С уважением

ТОО «Ernst & Young» Advisory (Казахстан)»

Раздел B: Финансовая информация операционной Группы по МСФО

Консолидированный отчет о совокупном доходе

	Прим.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
			(тыс.долл. США)	
Выручка	4	300 837	737 065	895 014
Себестоимость реализации	5	(70 805)	(238 224)	(286 222)
Валовая прибыль		**230 032**	**498 841**	**608 792**
Общие и административные расходы	6	(36 462)	(64 882)	(60 449)
Расходы на реализацию и транспортировку	7	(35 395)	(103 604)	(121 674)
Убыток по производным финансовым инструментам		–	–	–
Финансовые затраты	8	(1 660)	(46 785)	(43 615)
Положительная/(отрицательная) курсовая разница, нетто		(389)	776	(636)
Процентные доходы		336	698	764
Прочие расходы	9	(7 855)	(6 612)	(25 593)
Прочие доходы		3 365	3 940	4 426
Прибыль до налогообложения		148 972	282 372	362 015
Расходы по подоходному налогу	10	(67 348)	(120 363)	(142 496)
Прибыль за период		81 624	162 009	219 519
Итого совокупный доход за период		**81 624**	**162 009**	**219 519**
		(*долл. США за обыкновенную акцию*)		
Базовая и разводненная прибыль на акцию	20	0,44	0,87	1,18

Консолидированный отчет о финансовом положении

	Прим.	По состоянию на 31 декабря 2011 г.	По состоянию на 31 декабря 2012 г.	По состоянию на 31 декабря 2013 г.
			(*тыс. долл. США*)	
Активы				
Долгосрочные активы:				
Активы по разведке и оценке	12	–	–	20 434
Гудвилл	11	–	–	30 386
Основные средства	13, 14	1 120 453	1 222 665	1 330 903
Долгосрочные инвестиции	19	–	–	30 000
Авансы, выданные за долгосрочные активы	15	3 368	25 278	10 037
		1 126 897	**1 251 595**	**1 425 977**
Краткосрочные активы:				
Товарно-материальные запасы	16	14 518	24 964	22 085
Торговая дебиторская задолженность	17	12 640	54 004	66 565
Предоплата и прочие краткосрочные активы	18	23 279	24 369	31 192
Предоплата по подоходному налогу		3 453	–	5 042
Денежные средства, ограниченные в использовании		–	–	
Краткосрочные инвестиции	19	–	50 000	25 000
Денежные средства и их эквиваленты	20	125 393	197 730	184 914
		179 283	**351 067**	**334 798**
Итого активы		**1 306 180**	**1 602 662**	**1 760 775**
Капитал и обязательства				
Капитал товарищества и резервы:				
Капитал товарищества	21	368 203	371 147	350 123
Дополнительный оплаченный капитал		1 677	6 095	8 126
Нераспределенная прибыль и резерв по пересчету	21	215 351	317 862	474 202
		585 231	**695 104**	**832 451**
Долгосрочные обязательства:				
Долгосрочные займы	22	438 082	615 742	621 160
Обязательства по ликвидации скважин и восстановлению участка	23	8 713	11 064	13 874
Задолженность перед Правительством Казахстана	24	6 211	6 122	6 021
Обязательства по отсроченному налогу		146 674	148 932	152 545
		611 414	**791 648**	**793 600**
Краткосрочные обязательства:				
Торговая кредиторская задолженность	25	81 914	58 390	58 518
Текущая часть долгосрочных займов	22	9 450	7 152	7 263
Программа участия работников в акционерном капитале	28	11 734	9 788	12 016
Задолженность по подоходному налогу		–	11 762	1 232
Текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	24	1 031	1 031	
Прочие краткосрочные обязательства	26	17 140	37 575	54 664
		121 269	**125 698**	**134 724**
Итого капитал и обязательства		**1 306 180**	**1 602 662**	**1 760 775**

Консолидированный отчет об изменениях в капитале

	Прим.	Капитал товарищества	Собственный капитал	Дополнительный оплаченный капитал	Нераспределенная прибыль и резервы	Итого
				(тыс. долл. США)		
По состоянию на 1 января 2011 г.		**366 942**	**–**	**–**	**133 727**	**500 669**
Чистая прибыль за период		–	–	–	81 624	81 624
Итого совокупный доход за период		–	–	–	**81 624**	**81 624**
Выпуск собственного капитала (ГДР)	21	7 048	(7 048)	–	–	–
Транзакционные издержки		–	–	(238)	–	(238)
Продажа собственного капитала	28	–	1 261	1 915	–	3 176
По состоянию на 31 декабря 2011 г.		**373 990**	**(5 787)**	**1 677**	**215 351**	**585 231**
По состоянию на 1 января 2012 г.		**373 990**	**(5 787)**	**1 677**	**215 351**	**585 231**
Чистая прибыль за период		–	–	–	162 009	162 009
Итого совокупный доход за период		–	–	–	**162 009**	**162 009**
Выпуск собственного капитала (ГДР)		6 884	(6 884)	–	–	–
Продажа собственного капитала	28	–	2 944	4 418	–	7 362
Дивиденды	21	–	–	–	(59 498)	(59 498)
По состоянию на 31 декабря 2012 г.		**380 874**	**(9 727)**	**6 095**	**317 862**	**695 104**
По состоянию на 1 января 2013 г.		**380 874**	**(9 727)**	**6 095**	**317 862**	**695 104**
Чистая прибыль за период		–	–	–	219 519	219 519
Итого совокупный доход за период		–	–	–	**219 519**	**219 519**
Выкуп ГДР		–	(22 165)	–	–	(22 165)
Продажа собственного капитала	28	–	1 141	2 031	–	3 172
Дивиденды	21	–	–	–	(63 179)	(63 179)
По состоянию на 31 декабря 2013 г.		**380 874**	**(30 751)**	**8 126**	**474 202**	**832 451**

Консолидированный отчет о движении денежных средств

	Прим.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
		(тыс. долл. США)		
Денежные потоки от операционной деятельности:				
Прибыль до налогообложения		**148 972**	**282 372**	**362 015**
Корректировки на:				
Износ, истощение и амортизацию	5, 6	19 843	102 632	120 370
Начисление расходов по опционам на акции сотрудникам		3 545	2 470	4 430
Финансовые затраты		1 660	46 785	43 615
Процентные доходы		(336)	(698)	(764)
Убыток по производным финансовым инструментам		–	–	–
Отмена резерва по уплату налогов		(728)	–	–
Положительную курсовую разницу по инвестиционной и финансовой деятельности		202	(745)	245
Убыток от выбытия основных средств		–	79	84
Операционная прибыль до изменений в оборотном капитале		**173 794**	**432 895**	**529 995**
Изменения в оборотном капитале:				
Изменение в товарно-материальных запасах		(8 879)	(10 446)	2 879
Изменение в торговой дебиторской задолженности		(11 004)	(41 364)	(12 561)
Изменения в предоплате и прочих краткосрочных активах		(6 519)	(9 190)	(6 225)
Изменения в торговой кредиторской задолженности		10 497	(2 673)	(6 768)
Изменения в авансах полученных		(8 539)	(3 094)	(23)
Изменения в задолженности перед Правительством Казахстана		(1 033)	(1 030)	(1 031)
Изменения в прочих краткосрочных обязательствах		(333)	25 316	8 659
Поступление денежных средств от операционной деятельности		**147 984**	**390 414**	**514 925**
Подоходный налог уплаченный		(13 210)	(94 173)	(155 470)
Выплаты по опционам на акции сотрудникам		(1 915)	(4 416)	(2 202)
Чистое поступление денежных средств от операционной деятельности		**132 859**	**291 825**	**357 253**
Денежные потоки от инвестиционной деятельности:				
Процентные доходы		336	698	764
Размещение краткосрочных банковских депозитов		–	(50 000)	–
Погашение краткосрочных банковских депозитов		–	–	25 000
Приобретение основных средств		(104 653)	(210 283)	(201 358)
Приобретение лицензий		–	(10 089)	(5 045)
Размещение долгосрочных банковских депозитов		–	–	(30 000)
Приобретение Probel		–	–	(26 883)
Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности		**(104 317)**	**(269 674)**	**(237 522)**
Денежные потоки от финансовой деятельности:				
Финансовые затраты уплаченные		(50 583)	(53 735)	(49 613)
Выпуск облигаций		–	560 000	–
Выкуп ГДР		–	–	–
Уплаченные комиссии за организацию выпуска облигаций и займов		–	(7 259)	–
Погашение займов		–	(357 495)	–
Премия, выплаченная за досрочное погашение облигаций		–	(38 409)	–
Перевод в/(из) денежных средств, ограниченных в использовании		667	(576)	(565)

Собственный капитал, проданный	2 938	7 362	(18 993)
Выплата дивидендов	–	(59 498)	(63 179)
Реализованный доход по производным финансовым инструментам	(372)	–	–
Чистые денежные потоки от/(использованные в) финансовой деятельности	**(47 350)**	**50 390**	**(132 350)**
Влияние изменений валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты	–	(204)	(197)
Чистое увеличение/(уменьшение) денежных средств и их эквивалентов	**(18 808)**	**72 337**	**(12 816)**
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	144 201	125 393	197 730
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	**125 393**	**197 730**	**184 914**

Примечания к Финансовой информации

1. Учетная политика

(a) ***Компания, подготовившая отчетность***

Nostrum Oil & Gas LP — коммандитное товарищество, созданное 29 августа 2007 года на основании закона о товариществах (партнерствах) острова Мэн 1909 года. Nostrum Oil & Gas LP зарегистрировано на острове Мэн под номером 295P.

Nostrum Oil & Gas LP зарегистрировано по адресу: остров Мэн, IM1 4LN, Дуглас, Лорд-стрит, Харбор-корт, 7-й этаж.

Консолидированная финансовая информация включает финансовую отчетность Nostrum Oil & Gas LP («**Товарищество**») и его полных дочерних предприятий: Zhaikmunai Netherlands B.V. («**ZKMNL**» ранее Frans Van Der Schoot B.V), Zhaikmunai Finance B.V., Zhaikmunai International B.V., Claydon Industrial Limited («**Claydon**»), Jubilata Investments Limited («**Jubilata**»), ТОО «Жаикмунай», ООО «Конденсат-Холдинг» («**Конденсат**»), Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A., Probel Capital Management N.V. и Probel Capital Management UK Ltd. Nostrum Oil & Gas LP и его дочерние предприятия в дальнейшем именуются «Группа». Группа осуществляет свою деятельность в единственном операционном сегменте, в основном, через свое нефтедобывающее предприятие ТОО «Жаикмунай» в Казахстане. Генеральным партнером Nostrum Oil & Gas LP является Nostrum Oil & Gas Group Limited, которая несет ответственность за управление делами Группы (Примечание 21). У Товарищества нет никакого основного контролирующего лица.

ТОО «Жаикмунай» осуществляет свою деятельность в соответствии с Контрактом на проведение дополнительной разведки, добычи и раздела углеводородов на Чинаревском месторождении нефти и газового конденсата (далее по тексту «Контракт») от 31 октября 1997 года с поправками, между Государственным Комитетом по Инвестициям Республики Казахстан и ТОО «Жаикмунай» на основании лицензии MG № 253D на разведку и добычу углеводородов на Чинаревском месторождении нефти и газового конденсата.

17 августа 2012 года ТОО «Жаикмунай» заключило Договоры на приобретении активов с целью покупки 100% прав на недропользование на трех месторождениях: Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское, которые

находятся в Западно-Казахстанской области. 1 марта 2013 г. ТОО «Жаикмунай» получило права недропользования в отношении этих трех нефтегазовых месторождений в Казахстане после подписания соответствующих дополнительных соглашений, относящихся к ним, Министерством нефти и газа Республики Казахстан («**МНГ**»).

30 декабря 2013 г. Nostrum Oil & Gas Coöperatief U.A. подписала договор купли-продажи в отношении приобретения 100% Probel Capital Management N.V. компании, расположенной в г. Брюссель (Бельгия).

Сроки действия лицензии

Первоначально срок действия прав недропользования по Чинаревскому месторождению включал 5-летний период разведки и 25-летний период добычи. Период разведки был продлен на 4 года и еще на 2 года в соответствии с дополнениями к Контракту от 12 января 2004 года и 23 июня 2005 года соответственно. В соответствии с дополнительным соглашением от 5 июня 2008 года период добычи из Турнейской северной залежи начался 1 января 2007 года. После дополнительного коммерческого обнаружения в 2008 году, период разведки по правам недропользования по Чинаревскому месторождению, помимо Турнейских горизонтов, был продлен на дополнительные 3 года, которые истекли 26 мая 2011 года. Дальнейшее продление действия прав до 26 мая 2014 г. было оформлено на основании дополнительного соглашения от 28 октября 2013 г. Продление периодов разведки не привело к изменению срока действия прав недропользования по Чинаревскому месторождению, который истекает в 2031 году.

Контракт на разведки и добычу углеводородов на Ростошинском месторождении от 8 февраля 2008 года изначально предусматривал 3-летний срок для проведения работ по геологоразведке и 12-летний срок для работ по добыче. 27 апреля 2009 года срок для проведения геологоразведки был продлен, в результате чего он составил в общей сложности 6 лет. В январе 2012 года МНГ приняло решение о продлении срока для проведения геологоразведки до 8 февраля 2015 года, и соответствующее дополнительное соглашение между МНГ и ТОО «Жаикмунай» было подписано 9 августа 2013 года.

Контракт на разведки и добычу углеводородов на Дарьинском месторождении от 28 июля 2006 года изначально предусматривал 6-летний срок для проведения работ по геологоразведке и 19-летний срок для работ по добыче. 21 октября 2008 года срок для проведения геологоразведки был продлен на 6 месяцев, в результате чего он истекал 28 января 2013 года. 27 апреля 2009 года срок для проведения геологоразведки был продлен до 28 января 2015 года. После получения прав собственности ТОО «Жаикмунай» инициировало процесс подачи заявления на дальнейшее продление срок для проведения геологоразведки.

Контракт на разведки и добычу углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении от 28 июля 2006 года изначально предусматривал 5-летний срок для проведения работ по геологоразведке и 20-летний срок для работ по добыче. 27 апреля 2009 года срок для проведения геологоразведки был продлен до 28 июля 2012 года. 8 июля 2011 года срок для проведения геологоразведки был снова продлен до 28 июля 2014 года. После получения прав собственности ТОО «Жаикмунай» инициировало процесс подачи заявления на дальнейшее продление срок для проведения геологоразведки.

Платежи роялти

ТОО «Жаикмунай» должно осуществлять ежемесячные платежи роялти в течение всего периода добычи по ставкам, указанным в Контракте. Ставки роялти зависят от уровня добычи и стадии добычи, и могут варьироваться от 3% до 7% от добытой нефти и от 4% до 9% от добытого природного газа. Платежи роялти учитываются на суммарной основе.

Доля Государства в прибыли

ТОО «Жаикмунай» осуществляет ежемесячные платежи Государству его «доли прибыли» в соответствии с Контрактом. Доля Государства в прибыли зависит от уровня добычи углеводородов и варьируется от 10% до 40% добычи после вычета роялти и возмещаемых затрат. Возмещаемые затраты состоят из операционных расходов, стоимости дополнительной разведки и стоимости разработки. Доля Государства в прибыли относится на расходы в момент возникновения и выплачивается в денежной форме. Доля Государства в прибыли учитывается на суммарной основе.

Сезонный характер деятельности

Операционные расходы Группы зависят от сезонных колебаний: по общему правилу, в большем объеме Группа несет расходы на различные ремонтные работы и иные нефтепромысловые услуги в весенне-летний сезон.

(b) ***Основа подготовки финансовой отчетности***

Консолидированная финансовая информация была подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («**МСФО**») в редакции, опубликованной Советом по Международным стандартам финансовой отчетности («**Совет по МСФО**»), в редакции, утвержденной Европейским Союзом.

Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО требует применения существенных учетных оценок. Это также требует от руководства использования суждений в процессе применения учетной политики Группы. Сферы применения, включающие в себя повышенный уровень сложности или применения допущений, а также области, в которых применение оценок и допущений является существенным для консолидированной финансовой отчетности, раскрыты в Примечании 2.

Принятая учетная политика применялась единообразно ко всем представленным периодам.

(c) ***Заявление о соблюдении стандартов***

Консолидированная финансовая информация Группы была подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («**МСФО**»), принятыми Советом по Международным стандартам финансовой отчетности («**Совет по МСФО**»), принятым в Европейском Союзе. Финансовая отчетность Группы так же соответствует стандартам МСФО, в редакции, опубликованной Советом по МСФО.

(d) ***Основа расчетов***

Консолидированная финансовая информация была подготовлена на основе данных о стоимости за прошедшие периоды, с учетом того, что некоторые финансовые активы и обязательства были оценены по справедливой стоимости.

(e) ***Валюта отчетности и функциональная валюта***

Консолидированная финансовая отчетность представлена в долларах США. Каждая компания Группы самостоятельно определяет свою функциональную валюту, и статьи, включаемые в финансовую отчетность каждой компании, указаны в такой функциональной валюте.

Суммы, указанные в Консолидированной финансовой информации, были округлены до ближайшего тысячного значения после запятой, если не указано иное.

(f) ***Основа консолидации***

Консолидированная финансовая информация включает финансовую информацию Товарищества и всех его дочерних предприятий на 31 декабря 2011, 2012 и 2013 годов и за годы, закончившиеся на такой момент времени. Дочерние компании полностью консолидируются с даты получения Группой контроля над дочерней компанией, и перестают консолидироваться с даты утраты Группой такого контроля. Контроль имеет место тогда, когда Группа получает плавающую прибыль от участия в объекте инвестирования и может влиять на размер такой прибыли благодаря своему влиянию на объект инвестирования. В частности, Группа контролирует объект инвестирования в том случае (и только в том случае), если у Группы есть:

- Влияние на объект инвестирования (т.е. существующие права, которые позволяют ей руководить соответствующей деятельностью объекта инвестирования);
- Получение или права на получение плавающей выручки от участия в объекте инвестирования; и
- Способность использовать свое влияние на объект инвестирования для изменения получаемой выручки.

Группа повторно оценивает наличие контроля над объектом инвестирования, если из имеющихся фактов и обстоятельств следует, что произошли изменения в любой из перечисленных выше составляющих контроля или в нескольких таких составляющих. Консолидация дочерней компании начинается после того, как Группа получает контроль над дочерней компанией, и прекращается, когда Группа утрачивает контроль над дочерней компанией. Активы, обязательства, прибыль и расходы дочерней компании, приобретенной или отчужденной в течение года, включаются в отчет о совокупном доходе с даты, в которую Группа получает контроль, до даты, в которую Группа утрачивает контроль над дочерней компанией.

Прибыль или убытки и каждая составляющая прочего совокупного дохода («ПСД») отражаются по держателям капитала материнской компании Группы, а также по миноритарным акционерам, даже если в результате этого по миноритарным акционерам образуется отрицательное сальдо. При необходимости, в финансовую отчетность дочерних компаний вносятся корректировки с тем, чтобы привести их методики бухгалтерского учета в соответствие с методиками бухгалтерского учета Группы. Все внутригрупповые активы, обязательства, акционерный капитал, прибыль, расходы и потоки денежных средств, связанные со сделками между участниками Группы, удаляются в полном объеме при проведении консолидации.

(g) ***Пересчет иностранной валюты***

Компании, входящие в Группу, определяют собственную функциональную валюту, при этом статьи, включаемые в консолидированную финансовую отчетность компаний, рассчитываются с использованием такой функциональной валюты. Функциональной валютой Товарищества и каждого из его дочерних предприятий является доллар США, за исключением Конденсата, функциональной валютной которого является тенге.

Операции и сальдо по операциям в иностранной валюте

Операции в иностранной валюте первоначально учитываются Группой по соответствующему курсу функциональной валюты, действующему на дату операции. Монетарные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, пересчитываются в функциональной валюте по валютному спот-курсу, действующему на отчетную дату. Все курсовые разницы отражаются в прибылях и убытках. Неденежные статьи, оцениваемые с точки зрения исторических затрат, пересчитываются с использованием курсов обмена на даты первоначальных операций. Немонетарные статьи, которые оцениваются по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату определения справедливой стоимости.

(h) ***Приобретения компаний и гудвилл***

Приобретения компаний учитываются при помощи использования модели приобретения. Стоимость приобретения оценивается как совокупность переданного встречного предоставления, оцениваемого как справедливая стоимость на дату приобретения, и сумма любых миноритарных долей («МТ») в приобретенной компании. Для каждого приобретения бизнеса Группа решает, следует ли оценивать МТ приобретенной компании по справедливой стоимости или в качестве пропорциональной доли выявленных чистых активов приобретенной компании. Расходы, связанные с приобретением, отражаются по мере несения и относятся к административным расходам.

В случае приобретения Группой компании, она проводит оценку активов и обязательств, отражаемых в соответствии с надлежащей классификацией и видом, с учетом договорных условий, экономических обстоятельств и сопутствующих условий на дату приобретения.

Любое условное встречное предоставление, которое должно быть передано приобретающим лицом, будет отражаться по справедливой стоимости на дату приобретения. Условное встречное предоставление, которое классифицируется как актив или обязательство, являющиеся финансовым инструментом, подпадающим под действие положения «Финансовые инструменты: отражение и оценка» МСБУ 39, оценивается по справедливой стоимости, при этом изменения в справедливой стоимости отражаются в отчете о прибыли или убытках или в качестве изменения прочего совокупного дохода. Если условное встречное предоставление не подпадает под положения МСБУ 39, оно должно оцениваться согласно применимым нормам МСФО. Условное встречное предоставление, классифицируемое как акционерный капитал, не подлежит повторной оценке, и последующие расчеты учитываются как изменения акционерного капитала.

Гудвилл первоначально оценивается по себестоимости, которая представляет собой сумму повышения совокупного переданного встречного предоставления и сумму, отраженную по МТ, над справедливой стоимостью установленных приобретенных чистых активов и полученных обязательств. После

первоначального отражения гудвилл оценивается по себестоимости за вычетом любого начисленного уменьшения стоимости в связи с обесценением. Для оценки размера обесценения гудвилл, полученный при приобретении компаний, начиная с даты приобретения распределяется каждой из ЕГДС Группы, которая, как предполагается, получит выгоду от объединения, независимо от того, переданы ли таким единицам другие активы или обязательства приобретенного лица.

Если гудвилл является частью Единицы, генерирующей денежные средства («**ЕГДС**»), и происходит отчуждение части операций такой единицы, гудвилл, связанный с отчужденными операциями, включается в балансовую стоимость операции при определении прибыли или убытков от отчуждения. Гудвилл, отчуждаемый при таких обстоятельствах, оценивается на основании относительной стоимости отчужденных операций и части сохраненной ЕГДС.

(i) *Затраты на разведку*

Геологические и геофизические расходы списываются из прибыли или убытков в момент, когда такие затраты были понесены. Затраты, напрямую относящиеся к разведочным скважинам капитализируются в составе активов по геологоразведке и оценке до тех пор пока не будет завершено бурение скважины и результаты такого бурения не будут оценены. Эти затраты включают в себя компенсацию сотрудникам, используемые материалы и топливо, буровое оборудование и выплаты подрядчикам и обязательства по выбытию активов. В случае если будут найдены углеводороды и, по итогам дальнейшей оценки (например, посредством бурения дополнительных скважин) выясняется, что они могут подлежать коммерческой разработке, такие затраты будут классифицированы как актив по мере того, как будет достигнут достаточный/стабильный прогресс в оценке коммерческой привлекательности обнаруженных углеводородов.

Все подобные затраты проверяются на предмет обесценения с технической и коммерческой точки зрения, а также с точки зрения руководства как минимум раз в год с целью подтверждения намерения продолжать разработку открытого месторождения или иным образом извлекать выгоду из него. Если этого больше не происходит, затраты списываются. Расходы на разведку, отнесенные на прибыль или убытки в течение 2013 года, составили 3 810 тыс. долл. США (в 2012 году: ноль).

Затраты на получение прав недропользования изначально капитализируются в составе активов по геологоразведке и оценке. Затраты на получение прав недропользования пересматриваются в каждую отчетную дату с целью подтверждения отсутствия признаком того, что их балансовая стоимость превышает сумму возможного возмещения. Такой пересмотр включает подтверждение того, что разведочное бурение все еще выполняется или определенно запланировано или что оно было завершено или что выполняются работы по установлению того, что открытие является коммерчески выгодным, основываясь на целом ряде соображений технического и коммерческого характера, и был достигнут достаточный прогресс по определению планов и сроков разработки. Если никакая будущая деятельность не планируется или права недропользования были отозваны или истекли, балансовая сумма затрат на получение прав недропользования списывается через прибыль или убыток. После признания доказанных запасов и получения одобрений внутренних органов на начало разработки, соответствующий расход переводится в состав нефтегазового имущества.

(j) *Нефтегазовое имущество*

Затраты на строительство, установку и завершение объектов инфраструктуры, таких как очистные сооружения, трубопроводы и бурение разработочных скважин, капитализируются в составе основных средств в качестве нефтегазового имущества. Первоначальная стоимость активов состоит из цены приобретения или строительства, затрат, непосредственно относящихся к приведению актива в рабочее состояние и первоначальную оценку затрат по ликвидации актива, при необходимости. Ценой приобретения или строительства является совокупная уплаченная стоимость и справедливая стоимость любого вида вознаграждения, предоставленного для приобретения актива. После того как проект разработки переходит в стадию добычи, капитализация некоторых расходов на строительство/разработку прекращается и такие расходы либо рассматриваться как часть расходов на товарно-материальные запасы или как израсходованные, за исключением расходов, которые могут быть капитализированы и относятся к приросту, улучшению нефтегазового имущества или новым разработкам.

Основные средства отражаются по первоначальной стоимости за вычетом сумм накопленной амортизации, истощения и обесценения.

Все затраты, капитализируемые в составе нефтегазовых активов, кроме незавершенного строительства, амортизируются с использованием производственного метода на основе доказанных разработанных запасов месторождения, кроме нефтепровода и нефтеналивного терминала, которые Группа амортизирует с использованием линейного метода в течение срока действия прав недропользования. Активы, которые имеют сроки полезной службы меньше остаточного срока службы месторождения, также амортизируется с использованием линейного метода.

Доказанные запасы нефти и газа представляют собой расчетное количество коммерчески извлекаемых углеводородов, которые согласно имеющимся геологическим, геофизическим и технологическим данным могут быть добыты в последующие годы из разведанных пластов.

Группа использует оценку запасов, ежегодно предоставляемую независимым оценщиком, для определения количества запасов нефти и газа на своих нефтегазовых месторождениях. Эти объемы запасов используются для расчета ставки амортизации по производственному методу, так как она отражает ожидаемую структуру потребления Группой будущих экономических выгод.

(k) ***Обесценение нефинансовых активов***

Группа оценивает активы или группы активов на предмет обесценения в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что балансовая стоимость актива не может быть возмещена. Отдельные активы группируются для целей оценки на обесценение на самом низком уровне, на котором существуют идентифицируемые денежные потоки, которые в основном независимы от денежных потоков, генерируемых другими группами активами. В случае если существуют такие показатели обесценения или когда требуется ежегодное тестирование группы активов на обесценение, Группа осуществляет оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость группы активов является наибольшей из справедливой стоимости за вычетом расходов на его реализацию и его стоимости использования. В тех случаях, когда балансовая стоимость группы активов превышает его возмещаемую стоимость, тогда группа активов рассматривается как обесцененная, и происходит списание до возмещаемой стоимости. При оценке стоимости

использования, ожидаемые денежные потоки корректируются на риски, специфичные для группы активов и дисконтируются к текущей стоимости с использованием ставки дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущие рыночные оценки временной стоимости денег.

При определении величины справедливой стоимости за вычетом расходов на отчуждение, принимаются во внимание данные по последним сделкам, которые были совершены на рынке. Если такие сделки не могут быть найдены, используется соответствующая модель оценки. Такие расчеты подкрепляются оценочными коэффициентами, ценами на акции компаний, ценные бумаги которых котируются на фондовых биржах, или иными имеющимися индикаторами справедливой стоимости.

Оценка производится на каждую отчетную дату, на предмет того, имеются ли какие-либо показатели того, что убытки от обесценения, признанные ранее, более не существуют или уменьшились. Если такие показатели существуют, тогда оценивается возмещаемая стоимость. Ранее признанный убыток от обесценения сторнируется только в случае, если произошло изменение в оценках, использовавшихся для определения возмещаемой стоимости актива с момента признания последнего убытка от обесценения. В указанном случае балансовая стоимость актива увеличивается до его возмещаемой стоимости. Полученная сумма не может превышать балансовую стоимость (за вычетом амортизации), по которой данный актив признавался бы в случае, если бы в предыдущие годы не был признан убыток от обесценения. Такое сторнирование признается через прибыль или убыток.

Убытки от обесценения длящихся операций, включая обесценение товарно-материальных запасов, признаются через прибыль или убыток в тех категориях расходов, которые соответствуют типу соответствующего актива.

После такого восстановления стоимости, будущие амортизационные отчисления корректируются таким образом, чтобы распределять пересмотренную балансовую стоимость актива, за вычетом остаточной стоимости, на систематической основе в течение оставшегося срока полезного использования.

(l) ***Прочие основные средства***

Все прочие основные средства учитываются по первоначальной стоимости за минусом накопленного износа и обесценения. Первоначальная стоимость включает в себя затраты, непосредственно связанные с приобретением активов. Последующие затраты включены в балансовую стоимость активов или, в зависимости от ситуации, признаны как отдельный актив, 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 прибылях и убытках в том году, в котором они возникли.

Износ рассчитывается линейным методом в течение следующих расчетных сроков полезного использования активов:

	Лет
Здания и сооружения	7-15
Транспортные средства	8
Машины и оборудование	3-13
Прочее	3-10

(m) ***Затраты по займам***

Группа капитализирует затраты по займам по квалифицируемым активам. Актив, квалифицируемый для капитализации затрат по займам включает все активы по незавершенному строительству, на которые не начисляется износ, истощение или амортизация, при том условии, что в этот момент ведутся работы. Квалифицируемые активы в основном состоят из скважин и прочего незавершенного строительства инфраструктуры нефтяного месторождения. Капитализированные затраты по займам рассчитываются посредством применения нормы капитализации к затратам по квалифицируемым активам. Норма капитализации, это средневзвешенное значение затрат по займам, применимое к займам Группы, которые не погашены в течение периода.

Все иные затраты по займам признаются через прибыль или убыток в периоде, в котором они возникли. Даже если активы по геологоразведке и оценке могут быть квалифицируемыми активами, они, по общему правилу, не соответствуют критерию «наличия вероятных экономических выгод» и также редко консолидируются. Любые связанные затраты по займам, понесенные на этом этапе, соответственно, по общему правилу признаются через прибыль или убыток в периоде, в котором они возникли.

(n) ***Денежные средства и краткосрочные депозиты***

Денежные средства и их эквиваленты в отчете о финансовом положении представляют собой денежные средства в банкам, в кассе и краткосрочные депозиты с изначальным сроком погашения не более трех месяцев, однако исключают денежные средства, ограниченные в использовании, которые не могут использоваться Группой и, соответственно, не считаются высоколиквидными, например, это денежные средства, выделенные для покрытия обязательств по выводу объектов из эксплуатации.

Для целей консолидированного отчета о движении денежных средств, денежные средства и их эквиваленты представляют собой денежные средства и их эквиваленты в значении, указанном выше, за вычетом непогашенных банковских овердрафтов.

(o) ***Товарно-материальные запасы***

Запасы оцениваются по наименьшей из двух величин: фактической стоимости или чистой стоимости реализации («ЧСР»). Стоимость нефти, газового конденсата и сжиженного углеводородного газа («СУГ») определяется по средневзвешенному методу, основываясь на производственных расходах, включая соответствующие расходы по амортизации, истощению и обесценению и накладные расходы на основе объема добычи. Чистая стоимость реализации представляет собой расчетную цену продажи, при обычном ведении деятельности, минус расходы по реализации.

(p) ***Резервы***

Резервы признаются тогда, когда у Группы есть текущие обязательства (юридические или вытекающие из практики) как результат прошлого события, и при этом существует достаточная вероятность оттока ресурсов,

представляющих экономические выгоды, в целях исполнения обязательства и имеется возможность достоверного определения суммы данного обязательства.

Ликвидация скважин и восстановления участка (вывод из эксплуатации)

Резервы на вывод из эксплуатации признаются в полном объеме на дисконтированной основе тогда, когда у Группа имеется обязательство по демонтажу и 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 расчетных затрат, которые, как ожидается, потребуются для погашения обязательств, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием средних процентных ставок по долгу стран с переходной экономикой, скорректированных на риски, присущие казахстанскому рынку. Амортизация дисконта, относящегося к обязательству, учитывается в финансовых затратах. Сумма, равная величине резерва, также признается как часть стоимости нефтегазового имущества, к которому он относится. Впоследствии, данный актив амортизируется в рамках капитальных затрат по нефтегазовому имуществу на основе производственного метода.

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:

(a) прибавляются или вычитаются из стоимости соответствующего актива в текущем периоде; Сумма, вычтенная из стоимости актива, не должна превышать его балансовую стоимость. Если уменьшение резерва превышает балансовую стоимость актива, то превышение незамедлительно признается в составе прибылей и убытков; и

(b) в случае, если корректировка приводит к увеличению стоимости актива, Группа рассматривает, является ли это показателем того, что новая текущая 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.

(q) ***Финансовые активы***

Первоначальное признание и оценка

Финансовые активы, находящиеся в сфере действия МСФО 39, классифицируются соответственно как финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток; займы и дебиторская задолженность; инвестиции, удерживаемые до погашения; финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи; производные инструменты, определенные в качестве инструментов хеджирования при эффективном хеджировании. Товарищество классифицирует свои финансовые активы при их первоначальном признании.

Финансовые активы первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной в случае инвестиций, не переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль либо убыток, на непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Все сделки по покупке или продаже финансовых активов, требующие поставку активов в срок, устанавливаемый законодательством или правилами, принятыми на определенном рынке (торговля на «стандартных условиях») признаются на дату заключения сделки, то есть на дату, когда Группа принимает на себя обязательство купить или продать актив.

Финансовые активы Группы включают денежные средства и краткосрочные вклады, торговую и прочую дебиторскую задолженность.

Займы и дебиторская задолженность

Займы и дебиторская задолженность являются непроизводными финансовыми активами, не котирующимися на активном рынке, с фиксированным или поддающимся определению размером платежей. После первоначальной оценки такие финансовые активы отражаются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной ставки процента за вычетом резерва на обесценение. Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссий или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки.

Амортизация по эффективной процентной ставке признается в отчете о совокупном доходе в составе финансовых доходов. Убытки от обесценения признаются в отчете о совокупном доходе в составе финансовых расходов.

Дебиторская Задолженность

Дебиторская задолженность признается и отражается в сумме выставленных счетов-фактур за вычетом резервов по безнадежным долгам. Оценка суммы безнадежного долга производится, когда получение всей суммы долга становится маловероятным. Данная оценка периодически пересматривается, и в случаях, когда необходимо произвести корректировку, начисляется дополнительный расход (кредит) в том периоде, в котором она обнаружена.

Прекращение признания

Финансовый актив (или, где применимо – часть финансового актива или часть группы аналогичных финансовых активов) прекращает признаваться в отчете о финансовом положении, если:

- срок действия прав на получение денежных потоков от актива истек;
- Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо взяла на себя обязательство по выплате третьей стороне получаемых денежных потоков в полном объеме и без существенной задержки по «транзитному» соглашению; и либо (а) Группа передала практически все риски и выгоды от актива, либо (б) Группа не передала, но и не сохраняет за собой, практически все риски и выгоды от актива, но передала контроль над данным активом.

Если Группа передала все свои права на получение денежных потоков от актива, либо заключила транзитное соглашение, и при этом не передала, но и не сохранила за собой, практически все риски и выгоды от актива, а также не передала контроль над активом, новый актив признается в той степени, в которой Группа продолжает свое участие в переданном активе.

В этом случае Группа также признает соответствующее обязательство. Переданный актив и соответствующее обязательство оцениваются на основе, которая отражает права и обязательства, сохраненные Группой.

Продолжение участия в активе, имеющее форму гарантии по переданному активу, оценивается по наименьшему из значений первоначальной балансовой стоимости актива и максимального размера возмещения, которое может быть предъявлено к оплате Группе.

Обесценение финансовых активов

На каждую отчетную дату Компания оценивает наличие объективных признаков обесценения финансового актива или группы финансовых активов. Финансовый актив или группа финансовых активов считаются обесцененными тогда и только тогда, когда существует объективное свидетельство обесценения в результате одного или более событий, произошедших после первоначального признания актива (наступление «случая понесения убытка»), которые оказали поддающееся надежной оценке влияние на ожидаемые будущие денежные потоки по финансовому активу или группе финансовых активов. Свидетельства обесценения могут включать в себя указания на то, что должник или группа должников испытывают существенные финансовые затруднения, не могут обслуживать свою задолженность или неисправно осуществляют выплату процентов или основной суммы задолженности, а также вероятность того, что ими будет проведена процедура банкротства или финансовой реорганизации иного рода. Кроме того, к таким свидетельствам относятся наблюдаемые данные, указывающие на наличие поддающегося оценке снижения ожидаемых будущих денежных потоков по финансовому инструменту, в частности, такие как изменение объемов просроченной задолженности или экономических условий, находящихся в определенной взаимосвязи с отказом от исполнения обязательств по выплате долгов.

Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости

В отношении финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости, Группа сначала проводит отдельную оценку существования объективных свидетельств обесценения индивидуально значимых финансовых активов, либо совокупно по финансовым активам, не являющимся индивидуально значимыми. Если Группа определяет, что объективные свидетельства обесценения, индивидуально оцениваемого финансового актива отсутствуют, вне зависимости от его значимости, она включает данный актив в группу финансовых активов с аналогичными характеристиками кредитного риска, а затем рассматривает данные активы на предмет обесценения на совокупной основе. Активы, отдельно оцениваемые на предмет обесценения, по которым признается либо продолжает признаваться убыток от обесценения, не включаются в совокупную оценку на предмет обесценения.

При наличии объективного свидетельства понесения убытка от обесценения сумма убытка оценивается как разница между балансовой стоимостью актива и приведенной стоимостью ожидаемых будущих денежных потоков (без учета будущих ожидаемых кредитных убытков, которые еще не были понесены). Приведенная стоимость расчетных будущих денежных потоков дисконтируется по первоначальной эффективной процентной ставке по финансовому активу. Если заем имеет плавающую процентную ставку, ставкой дисконта для оценки убытка от обесценения является текущая эффективная ставка процента.

Балансовая стоимость актива снижается посредством использования счета резерва, а сумма убытка признается в прибылях и убытках. Начисление процентного дохода по сниженной балансовой стоимости продолжается, основываясь на процентной ставке, используемой для дисконтирования будущих денежных потоков с целью оценки убытка от обесценения.

Процентные доходы отражаются в составе доходов от финансирования в прибылях и убытках. Займы вместе с соответствующими резервами списываются с баланса, если отсутствует реалистичная перспектива их возмещения в будущем, а все доступное обеспечение было реализовано, либо передано Группе. Если в следующем году сумма оценочных убытков от обесценения увеличивается или уменьшается в связи с событием, произошедшим после того, как были признаны убытки от обесценения, ранее признанная сумма убытков от обесценения увеличивается или уменьшается посредством корректировки счета резерва. Если предыдущее списание стоимости финансового инструмента впоследствии восстанавливается, сумма восстановления признается в составе затрат на финансирование в прибылях и убытках.

(r) ***Финансовые обязательства***

Первоначальное признание и оценка

Финансовые обязательства, находящиеся в сфере действия МСБУ 39, классифицируются соответственно как финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты и займы, или производные инструменты, определенные в качестве инструментов хеджирования при эффективном хеджировании. Группа классифицирует свои финансовые обязательства при их первоначальном признании. Все финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, за вычетом (в случае кредитов и займов) на непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность и займы.

Последующая оценка

После первоначального признания процентные займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Доходы и расходы признаются в доходе или убытках при прекращении признания обязательств, а также через процесс амортизации с использованием эффективной процентной ставки.

Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссий или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав затрат по финансированию в прибылях и убытках.

Прекращение признания

Признание финансового обязательства в отчете о финансовом положении прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истек. Если имеющееся финансовое обязательство заменяется другим обязательством перед тем же кредитором, на существенно отличающихся условиях, или если условия имеющегося обязательства значительно изменены, такая замена или изменения учитываются как прекращение признания первоначального обязательства и начало признания нового обязательства, а разница в их балансовой стоимости признается через прибыль или убыток.

Взаимозачет финансовых инструментов

Взаимозачет финансовых активов и обязательств с отражением только чистого сальдо в отчете о финансовом положении осуществляется только при наличии юридически закрепленного права произвести взаимозачет, и имеется намерение либо произвести погашение на основе чистой суммы или реализовать актив одновременно с урегулированием обязательства.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость финансовых инструментов, торговля которыми осуществляется на активных рынках, на каждую отчетную дату определяется исходя из рыночных котировок или котировок дилеров (котировки на покупку для длинных позиций и котировки на продажу для коротких позиций) без вычета затрат по сделке.

Для финансовых инструментов, торговля которыми не осуществляется на активном рынке, справедливая стоимость определяется путем применения соответствующих методик оценки. Такие методики могут включать использование цен недавно проведенных на коммерческой основе сделок, использование текущей справедливой стоимости аналогичных инструментов; анализ дисконтированных денежных потоков, либо другие модели оценки.

Анализ справедливой стоимости финансовых инструментов и дополнительная информация по порядку их оценки приведены в Примечании 31.

(s) ***Производные финансовые инструменты и хеджирование***

Группа периодически использует контракт хеджирования для продаж нефти на экспорт с целью покрытия части своих рисков, связанных с колебаниями цен на нефть. Такие производные финансовые инструменты первоначально учитываются по справедливой стоимости на дату заключения производного договора, и впоследствии переоцениваются по справедливой стоимости. Производные финансовые инструменты с положительной справедливой стоимостью отражаются в составе активов, а с отрицательной справедливой стоимостью – в составе обязательств.

Все доходы или убытки, возникающие в течение года в результате изменения в справедливой стоимости существующих производных финансовых инструментов, которые не относятся к учету хеджирования, относятся напрямую к доходу или убытку.

Справедливая стоимость договоров финансовых инструментов определяется путем сравнения с рыночной стоимостью подобных инструментов. По состоянию на 31 декабря 2013 г., 2012 г. и 2011 г. у Группы не было действующих контрактов хеджирования.

(t) ***Налогообложение***

Текущий подоходный налог

Текущие налоговые активы и обязательства по подоходному налогу за текущий и предыдущий периоды рассчитываются на основе суммы, которая, как ожидается, может быть взыскана со стороны или уплачена в адрес налоговых органов. Ставки налогов и налоговые законы, используемые для расчета такой суммы, являются ставками и законами, которые были введены в действие или в целом введены в действие на отчетную дату в странах, в которых Группа ведет свою деятельность и получает налогооблагаемый доход.

Текущий подоходный налог, относящийся к статьям, признаваемым напрямую через иной суммарный доход или капитал, признается через иной суммарный доход или капитал, а не через прибыль или убыток. Руководство периодически проводит оценку положения, заявленного в налоговых декларациях, применительно к ситуациям, когда применимые налоговые правила могут толковаться различным образом, и, в необходимых случаях, создает соответствующие резервы.

Отсроченный налог

Активы и обязательства по отсроченному налогу рассчитываются в отношении всех временных разниц с использованием метода обязательств. Отсроченные налоги определяются по всем временным разницам между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой суммой в финансовой отчетности, за исключением возникновения отсроченного подоходного налога в результате первоначального признания гудвилла, актива или обязательства по сделке, которая не является объединением компаний и которая, в момент ее совершения не оказывает влияния на бухгалтерский доход или налоговый доход и убыток.

Актив по отсроченному налогу признается только в той степени, в какой существует значительная вероятность получения налогооблагаемого дохода, относительно которого могут быть использованы вычитаемые временные разницы. Активы и обязательства по отсроченному налогу рассчитываются по налоговым ставкам, применение которых ожидается в период реализации актива или погашения обязательства, на основе налоговых ставок, которые были введены в действие или фактически узаконены на отчетную дату.

Отсроченный подоходный налог признается по всем временным разницам, связанным с инвестициями в дочерние и ассоциированные компании, за исключением тех случаев, когда можно проконтролировать сроки уменьшения временных разниц, и когда весьма вероятно, что временные разницы не будут уменьшаться в обозримом будущем.

(u) ***Признание выручки***

Группа реализует сырую нефть, газовый конденсат, СУГ по договорам, по ценам, определяемым по котировкам Platt's и/или Argus' и скорректированным, где это применимо, на стоимость фрахта, страхования и скидок на качество. Группа продает газ на договорной основе по фиксированным ценам.

Доходы от реализации сырой нефти, газового конденсата, газа и СУГ признаются тогда, когда произошла поставка товара, и риски и право собственности были переданы покупателю.

Выручка признается, если существует вероятность того, что Группа получит экономические выгоды, и если выручка может быть надежно оценена.

(v) ***Собственные акции***

Долевые бумаги в собственном капитале, которые были выкуплены (собственные акции), признаются по стоимости их приобретения и вычитаются из капитала. При покупке, продаже, выпуске или погашении собственных акций Группы ни доход, ни убыток не признаются через прибыль или убыток. Любая разница между балансовой стоимостью и ценой покупки (при повторном выпуске) признается в дополнительном оплаченном капитале. Права голоса, предоставляемые собственными акциями, не действуют в отношении Группы, и на такие акции дивиденды не допускаются. Опционы на акции,

осуществленные в течение отчетного периода, исполняются за счет передачи собственных акций.

(w) ***Выплаты, основанные на акциях***

Группа определяет величину затрат по сделкам, расчеты по которым осуществляются денежными средствами, совершенным с работниками на основе справедливой стоимости долевых бумаг на дату их предоставления. Оценка справедливой стоимости выплат, основанных на акциях, требует установления наиболее правильной модели оценки, которая зависит от условий предоставления соответствующих прав. Эта оценка также требует установления наиболее правильных исходных данных для соответствующей модели оценки, включая ожидаемый срок обращения соответствующего опциона, волатильность и норму дивидендного дохода, а также подготовки допущений на их основе. Допущения и модели, использованные для оценки справедливой стоимости выплат, основанных на акциях, приведены в Примечании 28.

2. Ключевые расчеты, допущения и суждения для целей бухгалтерского учета

Ниже представлены основные допущения в отношении будущих событий, а также иные источники неопределенности оценок на дату отчета о финансовом положении, которые несут в себе существенный риск возникновения необходимости внесения существенных изменений в балансовую стоимость активов и обязательств:

(a) ***Запасы нефти и газа***

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчетах Группы по износу, истощению и амортизации. Группа оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества инженеров-нефтяников («**ОИН**»). При оценке запасов по методике ОИН Группа использует долгосрочные плановые цены, которые также используются руководством для принятия инвестиционных решений относительно разработки месторождения. Использование плановых цен для оценки доказанных запасов устраняет влияние нестабильности, присущей использованию цен спот на конец года. Руководство считает, что допущения по долгосрочным плановым ценам больше соответствуют долгосрочному характеру деятельности по добыче и предоставляют наиболее подходящую основу для оценки запасов нефти и газа. Все оценки запасов подразумевают некоторую степень неопределенности. Неопределенность в основном зависит от объема надежных геологических и инженерных данных, доступных на момент оценки и интерпретации таких данных.

Относительная степень неопределенности может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определенность в извлечении доказанных запасов в сравнении с недоказанными запасами и доказанные запасы могут быть далее подразделены на разработанные и неразработанные запасы для обозначения прогрессивно возрастающей неопределенности в отношении возможности их извлечения. Ежегодно оценки анализируются и корректируются. Корректировки возникают вследствие оценки или переоценки уже имеющихся геологических данных, промысловых параметров или данных о добыче; наличии новых данных; или изменениях в допущениях по ценам. Оценки запасов также могут быть пересмотрены вследствие действия проектов для повышения отдачи, изменений в производительности пласта или изменений в стратегии разработки. Доказанные разработанные запасы используются для

расчета ставок амортизации пропорционально объему выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации.

(b) ***Справедливая стоимость финансовых инструментов***

В случаях, когда справедливая стоимость финансовых инструментов и финансовых обязательств, признанных в отчете о финансовом положении, не может быть определена на основании данных активных рынков, она определяется с использованием методов оценки, включая модель дисконтированных денежных потоков. Вводные параметры при применении такого метода берутся из наблюдаемых рынков, там, где это возможно, однако когда это не представляется возможным, для определения справедливой стоимости требуется определенная степень суждения. Суждение включает оценку вводных параметров, таких как риск ликвидности, кредитный риск и подверженность колебаниям. Изменения в допущениях относительно данных факторов могут оказать влияние на справедливую стоимость финансовых инструментов, отраженную в финансовой отчетности.

(c) ***Обязательства по ликвидации скважин и восстановлению участка***

Группа оценивает будущие затраты по ликвидации скважин и выводу из эксплуатации для нефтегазовых активов на основании оценок, предоставленных или внутренними, или внешними инженерами, приняв во внимание ожидаемый метод демонтажа и требуемый объем восстановления участка в соответствии с действующим законодательством и отраслевой практикой. Сумма резерва представляет собой текущую стоимость расчетных затрат, которые, как ожидаются, потребуются для погашения обязательств, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных по применимой ставке. Резервы на восстановление участков пересматриваются на каждую дату определения финансового положения и корректируется для отражения наилучшей оценки согласно Интерпретации IFRIC 1 «Изменения в обязательствах по утилизации активов, восстановлению окружающей среды и иных аналогичных обязательствах». При оценке будущих затрат на закрытие использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Существенные суждения при получении таких оценок включают оценку ставки дисконта и сроки денежного потока. Руководство сделало свои оценки на основе допущения о том, что денежные потоки будут иметь место на момент ожидаемого окончания периода действия прав недропользования.

Руководство Группы полагает, что процентные ставки по заемному финансированию Группы должны представлять собой максимально точную оценку применимой ставки дисконтирования, приблизительно равняющейся ставке до вычета налога, отражающей текущую рыночную оценку изменения стоимости денег с течением времени и рисков, связанных с отказом или обязательствами по восстановлению объекта. Ставка дисконтирования должна применяться в отношении номинальных сумм, которые руководство планирует потратить на восстановление участка в будущем. Группа оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

На 31 декабря 2013 г., 2012 г. и 2011 г. долгосрочные темпы инфляции и ставка дисконтирования, использованные для расчета балансового обязательства, составили 7% и 10%, соответственно. Изменения в обязательствах по выбытию активов раскрыты в Примечании 23

(d) ***Налогообложение***

Существуют некоторые неясности касательно толкования сложных налоговых нормативных актов, изменений в налоговом законодательстве и размеров и сроков получения будущих налогооблагаемых доходов. Учитывая широкий круг международных деловых отношений и долгосрочный характер и сложность существующих договорных соглашений, разницы, возникающие между фактическими результатами и сделанными допущениями или будущими изменениями к таким допущениям могут сделать необходимым внесение будущих корректировок в данные по налоговым базам доходов и расходов, которые уже отражены в отчетности. Группа создает резервы, основываясь на разумных оценках, под возможные последствия проверок налоговых органов соответствующих стран, в которых она осуществляет свою деятельность. Размер таких резервов зависит от различных факторов, таких как опыт ранее имевших место налоговых проверок и разница в толковании нормативных актов в сфере налогообложения со стороны Группы и соответствующего налогового органа. Такие разницы в толковании могут возникать по широкому кругу вопросов, в зависимости от условий, сложившихся в соответствующей юрисдикции компаний Группы.

(e) ***Приобретения компаний***

Корректировка цены на основании отчетности приобретаемого лица по состоянию на 30 декабря 2013 г. основана на фактической бухгалтерской отчетности приобретаемой компании на 31 декабря 2013 г. и не требует применения дискреционных прав. Поскольку активы и обязательства, полученные при приобретениях компаний, выражены в форме наличных денежных средств и их эквивалентов, полученных авансовых платежей, торговой кредиторской задолженности и обязательств по уплате налога на прибыль, руководство оценивает их справедливую стоимость как примерно равную их балансовой стоимости, что во многом связано с краткосрочным характером таких позиций.

В прошлых периодах ряд старших руководителей Группы оказывали услуги Группе на основании договора оказания услуг, заключенного между Probel и Группой. Соответственно, приобретение компании привело к прекращению сложившихся отношений. Никакие прибыли или убытки не были отражены в отчете о прибыли в результате такого прекращения, поскольку руководство сочло, что услуги оказываются на рыночных условиях. Гудвилл, возникший при приобретении, представляет собой средства, сэкономленные Группой на вознаграждении руководства.

3. Изменения в учетной политике и раскрытиях

Новые стандарты, интерпретации и поправки к ним, принятые Группой

Принципы учета, принятые в 2013 году, соответствуют принципам, применявшимся в предшествующем году, за исключением указанных ниже новых стандартов и изменений в МСФО, принятых 1 января 2013 года, не затрагивающих финансовой позиции и финансовых результатов Группы, за исключением определенных дополнительных писем раскрытий, сделанных в соответствии с новыми требованиями.

- *Поправки к МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» – «Взаимозачет финансовых активов и финансовых обязательств»;*
- *МСФО (IFRS) 10 «Консолидированная финансовая отчетность», МСФО (IAS) 27 «Отдельная финансовая отчетность»;*
- *МСФО (IFRS) 11 «Соглашения о совместной деятельности» и МСФО (IFRS) «Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия»;*
- *МСФО (IFRS) 12 «Раскрытие информации о долях участия в других компаниях»;*
- *МСФО (IFRS) 13 «Оценка справедливой стоимости»;*
- *МСБУ (IAS) 19 «Вознаграждения работникам» (ред. 2011 г.).*

Усовершенствования к МСФО 2009-2011 гг.:

- *МСФО (IFRS) 1 – Повторное применение МСФО 1;*
- *МСФО (IFRS) 1 – Стоимость заемных средств;*
- *МСБУ (IAS) 1 – Разъяснение требований к сравнительной информации;*
- *МСБУ (IAS) 16 – Классификация вспомогательного оборудования;*
- *МСБУ (IAS) 32 – Налоговые последствия распределений в пользу держателей ценных бумаг;*
- *МСБУ (IAS) 34 – Промежуточная финансовая отчетность и информация по блокам совокупных активов и обязательств.*

Стандарты, выпущенные, но не вступившие в силу

Стандарты и интерпретации, которые были выпущены, но не вступили в силу к дате выпуска финансовой отчетности Группы, указаны ниже. Группа намерена применять указанные стандарты (как то будет применимо) с момента, когда они вступят в силу и не будут иметь финансового воздействия на будущие финансовые отчеты.

- *МСФО (IFRS) 9 – Финансовые инструменты (вступает в силу с 1 января 2015 г.)*
- *Поправки к МСФО (IFRS) 10, МСФО (IFRS) 12 и МСБУ (IAS) 27 – Инвестиционные компании (вступает в силу с 1 января 2014 г.)*
- *Поправки к МСБУ (IAS) 32 – Взаимозачет финансовых активов и финансовых обязательств (вступает в силу с 1 января 2014 г.)*
- IFRIC 21 – *Сборы (вступает в силу с 1 января 2014 г.)*
- Поправка к МСБУ (IAS) 39 – *Новация деривативов и продолжение отчетности по хеджированию (вступает в силу с 1 января 2014 г.)*
- *Поправки к МСБУ (IAS) 36 «Обесценение активов» – Раскрытие возмещаемой суммы для нефинансовых активов*

4. Выручка

	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Нефть и газовый конденсат	289 947	587 371	709 107
Газ и СУГ	10 890	149 694	185 907
Итого	**300 837**	**737 065**	**895 014**

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, выручка от реализации двум крупнейшим покупателям составила 202 945 тысяч долларов США и 173 440 тысячи долларов США, соответственно (2012 год: три крупнейших покупателя – 250 933 тысячи долларов США, 122 150 тысяч долларов США и 53 994 тысячи долларов США, соответственно; 2011 год: один крупнейший покупатель – 227 043 тысячи долларов США).

5. Себестоимость реализации

	2011 г.	2012 г.	2013 г.
		(тыс. долл. США)	
Износ, истощение и амортизация	19 448	101 374	118 957
Услуги по ремонту и обслуживанию и прочие услуги	16 637	55 470	52 361
Роялти	8 684	34 195	39 356
Заработная плата и соответствующие налоги	9 233	18 409	17 240
Доля государства в прибыли	1 825	7 899	30 747
Затраты на ремонт скважин	4 000	7 639	2 794
Прочие услуги по транспортировке	2 737	5 350	4 306
Материалы и запасы	4 952	5 332	12 262
Гонорар за управленческие услуги	1 789	1 880	3 558
Экологические сборы	817	1 614	1 029
Изменение в запасах	(1 592)	(3 298)	2 490
Прочее	2 275	2 360	1 122
Итого	**70 805**	**238 224**	**286 222**

В целях распределения прибыли по Договору, Группа имеет право на возмещение операционных расходов, расходов на разведку и освоение, включенные в одобренные программы работ. Расходы, не возмещенные в течение года, могут быть перенесены для возмещения на последующие годы. В течение года, заканчивающегося 31 декабря 2013 года, расходы, подлежащие возмещению, перенесенные из предыдущих периодов были полностью возмещены, приведшему к относительно высоким расходам на долю государства в прибыли.

6. Общие и административные расходы

	2011 г.	2012 г.	2013 г.
		(тыс. долл. США)	
Социальная программа	1 064	21 818	300
Гонорар за управленческие услуги	9 949	13 497	16 006
Заработная плата и соответствующие налоги	4 295	4 966	7 576
Обучение персонала	3 215	4 118	2 736
Профессиональные услуги	5 973	4 012	9 072
Командировочные расходы	4 114	2 739	4 089
Опцион на акции сотрудникам	3 545	2 470	4 430
Страховые сборы	743	1 403	2 050
Износ и амортизация	395	1 258	1 413
Комиссии банка	625	1 069	1 100
Прочие налоги	4 463	4 647	4 839
Услуги связи	718	824	1 010
Спонсорская помощь	525	721	2 919
Материалы и запасы	624	602	664
Плата за аренду	352	406	585
Резерв по налоговым требованиям	(728)	–	–
Прочее	735	659	1 660
Итого	**40 607**	**65 209**	**60 449**

7. Расходы на реализацию и транспортировку

	2011 г.	2012 г.	2013 г.
		(тыс. долл. США)	
Транспортные затраты	29 655	73 973	72 229
Затраты на погрузку и хранение	1 441	21 622	36 991
Заработная плата и соответствующие налоги	1 413	2 330	2 486
Материалы и комплектующие	–	1 204	2 360
Расходы на консультирование	–	–	2 958
Гонорар за управленческие услуги	1 071	1 882	701
Прочее	1 815	2 593	3 949
Итого	**35 395**	**103 604**	**121 674**

8. Финансовые затраты

	2011 г.	2012 г.	2013 г.
		(тыс. долл. США)	
Процентные расходы по займам	–	44 669	41 651
Амортизация дисконта по задолженности перед Правительством	954	941	930
Амортизация дисконта по обязательствам по ликвидации скважин и восстановлению участка	706	848	1 034
Итого	**1 660**	**46 458**	**43 615**

9. Прочие расходы

	2011 г.	2012 г.	2013 г.
		(тыс. долл. США)	
Таможенная пошлина на экспорт	–	–	12 268
Убыток при аренде железнодорожных вагонов	6 279	–	–
Компенсация	–	4 797	6 387
Штрафы и пени	–	–	5 352
Прочее	1 576	1 815	1 586
Итого	**7 855**	**6 612**	**25 593**

Таможенная пошлина на экспорт представлена таможенными пошлинами на экспорт сырой нефти и таможенными сборами за таможенные услуги, такие как рассмотрение деклараций, временное хранение и т.п. Основываясь на собственном толковании законодательства о зоне свободной торговли СНГ, таможенные органы Казахстана установили таможенные пошлины на экспорт нефти из Казахстана в Украину начиная с декабря 2012 года.

В течение года, завершившегося 31 декабря 2011 года, Группа понесла убытки в размере 6 279 тысяч долларов США по аренде железнодорожных вагонов. Хотя Группа арендовала эти вагоны с 30 июня 2010 года для целей транспортировки продукции УПГ, эти вагоны масштабно не использовались до октября 2011 года.

10. Расходы по налогу на прибыль

Расходы по налогу на прибыль состоят из следующих статей:

	2011 г.	2012 г.	2013 г.
		(тыс. долл. США)	
Расходы по текущему налогу на прибыль:	19 834	118 105	138 883
Корректировка текущего налога на прибыль прошлых периодов:	1 663	–	–
Расходы/(доход) по отсроченному налогу на прибыль	45 851	2 258	3 613
Расходы/(доход) по налогу на прибыль, указанные в Отчете о прибыли	**67 348**	**120 363**	**142 496**

Доходы Группы облагались налогом на прибыль только в Республике Казахстан. Сверка между расходами по налогу на прибыль и бухгалтерской прибылью, умноженной на ставку налога на прибыль, применимую к правам недропользования по Чинаревскому месторождению, представлена следующим образом:

	2011 г.	2012 г.	2013 г.
		(тыс. долл. США)	
Прибыль до налогообложения	148 972	282 372	362 015
Нормативная ставка налога	30%	30%	30%
Ожидаемый налоговый резерв	44 692	84 712	108 605
Процентные расходы по займам, не относимые на вычеты	22 385	26 579	19 084
Изменение налоговой базы	704	2 312	2 836
Расходы по прочим налогам, не относимые на вычеты	–	5 243	2 037
Технологические убытки, не относимые на вычеты	203	763	1 850
Расходы по газу, не относимые на вычеты	351	1 226	1 711
(Прибыль)/убытки от курсовой разницы	30	491	1 624
Расходы по социальной программе, не относимые на вычеты	–	1 589	890
Доход, не подлежащий обложению налогами	(4 755)	(4 223)	–
Расходы на обучение, не относимые на вычеты	697	552	–
Корректировка текущего налога на прибыль прошлых периодов	1 663	–	–
Прочее	1 378	1 119	3 859
(Расходы)/доход по подоходному налогу, отраженные в Консолидированном отчете о прибыли	**67 348**	**120 363**	**142 496**

Сальдо по отсроченным налогам рассчитываются посредством применения ставок налога, действующих в отношении прав недропользования по Чинаревскому месторождению, к временным разницам между налоговой базой и суммами, указанными в консолидированной финансовой отчетности, и включают следующее:

	По состоянию на 31 декабря 2011 г.	По состоянию на 31 декабря 2012 г.	По состоянию на 31 декабря 2013 г.
		(тыс. долл. США)	
Актив по отсроченному налогу:			
Производный финансовый инструмент	–	–	–
Кредиторская задолженность и резервы	2 289	2 690	2 811
Обязательство по отсроченному налогу:			
Основные средства	(148 963)	(151 622)	(155 356)
Чистые обязательства по отсроченному налогу.	**(146 674)**	**(148 932)**	**(152 545)**

Движение в обязательствах по отсроченному налогу представлено следующим образом:

	2011 г.	2012 г.	2013 г.
		(тыс. долл. США)	
На начало периода	(100 823)	(146 674)	(148 932)
Убыток/(прибыль) в Отчете о прибыли	(45 851)	(2 258)	(3 613)
На конец периода	**(146 674)**	**(148 932)**	**(152 545)**

11. Приобретения компаний

30 декабря 2013 г. Группа приобрела 100% акционерного капитала Probel Capital Management N.V. («**Probel**»), компании, оказывающей Группе услуги по управлению и консультированию, у связанных лиц Группы в обмен на встречное предоставление в денежной форме, состоящее из первоначальной цены покупки в размере 28 836 тыс. долл. США, на которую распространяется ценовая корректировка на основании финансовой отчетности Probel по состоянию на 30 декабря 2013 г. Сумма ценовой корректировки еще не была согласована или выплачена по состоянию на дату утверждения финансовой отчетности для выпуска, но, по оценкам, такая сумма не превысит 4 598 тыс. долл. США. Соответствующие обязательства в размере такой суммы были отражены вместе с другими краткосрочными обязательствами (Примечание 26) по состоянию на 31 декабря 2013 г., часть из которых была зачтена в счет дебиторской задолженности Probel, имеющейся по прежним собственникам.

В прошлом некоторые старшие руководители оказывали свои услуги Группе на основании договора оказания услуг, заключенного между Probel и Группой. Приобретение Probel было произведено в связи с планируемым альтернативным листингом компании Группы, включенной в листинг, с тем, чтобы соблюдать требования фондовой биржи, согласно которым управление компанией, включенной в листинг, должно осуществляться лицами, являющимися работниками компаний, входящих в группу компании, включенной в листинг. Гудвилл, возникший при приобретении, представляет собой средства, сэкономленные Группой на вознаграждении руководству.

Ниже приводится условная справедливая стоимость выявленных активов и обязательств Probel на дату приобретения:

	Справедливая стоимость, учтенная при приобретении
Активы	
Основные средства	32
Авансовые платежи и другие краткосрочные активы	3 243
Наличные денежные средства и их эквиваленты	1 953
	5 228
Обязательства	
Торговая кредиторская задолженность	(1 021)
Налог на прибыль к уплате	(1 159)
	(2 180)
Итого выявленных чистых активов по справедливой стоимости	3 048
Гудвилл, возникший при приобретении	30 386
Встречное предоставление	33 434

12. Активы по геологоразведке и оценке

	2011 г.	**2012 г.**	**2013 г.**
		(тыс. долл. США)	
Балансовая стоимость на 1 января, нетто	–	–	–
Прирост	–	–	20 434
Балансовая стоимость на 31 декабря	**–**	**–**	**20 434**

За год, завершившийся 31 декабря 2013 г., Группа имела прирост активов по геологоразведке и оценке на сумму 20 434 тысяч долларов США (2012 год: ноль

долларов США). Данный прирост представлен преимущественно встречным предоставлением, относящимся к получению прав недропользования на три нефтегазовых месторождения – Ростошинское, Дарьинское и Южно-Гремячинское – в размере 15 835 тысяч долларов США, включая капитализированное условное встречное предоставление по договору о приобретении таких нефтегазовых месторождений, на сумму 5 300 тысяч долларов США, соответствующие обязательства по которому были отражены как прочие краткосрочные обязательства (Примечание 26). Условное встречное предоставление представляет собой разницу между совокупной суммой по договору и произведенными авансовыми платежами и является максимальной суммой, которая должна быть выплачена Группой после подписания дополнительных соглашений по договорам в отношении таких месторождений с целью дальнейшего увеличения периодов геологоразведки.

К другим дополнениям к активам по геологоразведке и оценке относятся расходы на геологические и геофизические исследования в размере 4 599 тысяч долларов США.

Расходы на геологоразведку, отнесенные в счет прибыли или убытков в течение 2013 г. составили 3 810 тысяч долларов США (2012 г.: ноль; 2011 г.: ноль).

13. Нефтегазовое имущество

	Оборотные активы	Незавершенное строительство	Итого нефтегазового имущества
Сальдо на 31 декабря 2010 г., за вычетом накопленного износа	**456,005**	**490,424**	**946,429**
Поступления	6,280	178,672	184,952
Переводы	464,860	(464,860)	–
Начисленный износ	(23,967)	–	(23,967)
Сальдо на 31 декабря 2011 г., за вычетом накопленного износа	**903,178**	**204,236**	**1,107,414**
На 31 декабря 2011 г.	1,010,746	204,236	1,214,982
Начисленный износ	(107,568)	–	(107,568)
Сальдо на 31 декабря 2011 г., за вычетом накопленного износа	**903,178**	**204,236**	**1,107,414**
Сальдо на 31 декабря 2011 г., за вычетом накопленного износа	**903,178**	**204,236**	**1,107,414**
Поступления	5,816	178,082	183,898
Переводы	192,872	(192,872)	–
Выбытие	(61)	–	(61)
Амортизация по выбытию	6	–	6
Начисленный износ	(99,209)	–	(99,209)
Сальдо на 31 декабря 2012 г., за вычетом накопленного износа	**1,002,602**	**189,446**	**1,192,048**
На 31 декабря 2012 г.	1,209,373	189,446	1,398,819
Начисленный износ	(206,771)	–	(206,771)
Сальдо на 31 декабря 2012 г., за вычетом накопленного износа	**1,002,602**	**189,446**	**1,192,048**

	Оборотные активы	Незавершенное строительство	Итого нефтегазового имущества
Сальдо на 31 декабря 2012 г., за вычетом накопленной амортизации	**1,002,602**	**189,446**	**1,192,048**
Поступления	5,108	210,076	215,184
Переводы	197,271	(197,271)	–
Начисленный износ	(115,159)	–	(115,159)
Сальдо на 31 декабря 2013 г., за вычетом накопленного износа	**1,089,822**	**202,251**	**1,292,073**
На 31 декабря 2013 г.	1,411,752	202,251	1,614,003
Начисленный износ	(321,930)	–	(321,930)
Сальдо на 31 декабря 2013 г., за вычетом накопленного износа	**1,089,822**	**202,251**	**1,292,073**

Категория «Нефтегазовое имущество» представляет, в основном, скважины, установки подготовки нефти и газа, транспортировки нефти и прочие связанные активы. Подкатегория «Незавершенное строительство» представлена таким статьями как компенсация сотрудникам, используемые материалы и топливо, буровое оборудование и выплаты подрядчикам и обязательства по выбытию активов, прямо связанные с работой скважин до момента завершения бурения скважины и оценки результатов.

Темп истощения текущих нефтегазовых активов составлял:

	2011 г.	2012 г.	2013 г.
		(тыс. долл. США)	
Темп истощения	4,8%	11,96%	12,14%

Группа привлекла независимых инженеров-нефтяников для проведения оценки запасов по состоянию на 31 августа 2013 г. С 1 октября 2013 г. истощение рассчитывается по производственному методу на основании оценки запасов.

Группа понесла затраты по займам, включая амортизацию комиссии за организацию кредита, ставку капитализации и капитализированную стоимость заемных средств:

	2011 г.	2012 г.	2013 г.
		(тыс. долл. США)	
Затраты по займам, включая амортизацию комиссии за организацию кредита	54 647	71 076	56 260
Ставка капитализации	11,73%	15,84%	8,95%
Капитализированная стоимость заемных средств	51 590	26 080	14 609

14. Основные средства

	Здания	Машины и оборудование	Транспортные средства	Прочее	Незавершенное строительство	Итого имущества, не входящего в состав нефтегазового имущества
			(тыс. долл. США)			
Сальдо на 31 декабря 2010 года, за вычетом накопленного износа	**2 614**	**3 325**	**1 504**	**1 638**	**401**	**9 482**
Поступления	2 714	789	40	1 360	1 370	6 273
Переводы	765	–	–	–	(765)	–
Выбытие	(178)	(100)	(334)	(291)	–	(903)
Начисленный износ	(482)	(1 097)	(204)	(297)	–	(2 080)
Выбытие износа	55	2	100	110	–	267
Сальдо на 31 декабря 2011 года, за вычетом накопленного износа	**5 488**	**2 919**	**1 106**	**2 520**	**1 006**	**13 039**
Первоначальная стоимость на 31 декабря 2011 г.	7 594	5 813	2 625	4 017	1 006	21 055
Накопленный износ	(2 106)	(2 894)	(1 519)	(1 497)	–	(8 016)
Сальдо на 31 декабря 2011 года, за вычетом накопленного износа	**5 488**	**2 919**	**1 106**	**2 520**	**1 006**	**13 039**
Сальдо на 31 декабря 2011 года, за вычетом накопленного износа	**5 488**	**2 919**	**1 106**	**2 520**	**1 006**	**13 039**
Поступления	609	4 062	378	2 026	13 950	21 025
Переводы	358	1 245	–	11	(1 614)	–
Выбытие	–	(143)	–	(201)	–	(344)
Начисленный износ	–	140	–	180	–	320
Выбытие износа	(848)	(1 727)	(314)	(534)	–	(3 423)
Сальдо на 31 декабря 2012 года, за вычетом накопленного износа	**5 607**	**6 496**	**1 170**	**4 002**	**13 342**	**30 617**
Первоначальная стоимость на 31 декабря 2012 г.	8 561	10 977	3 003	5 853	13 342	41 736
Накопленный износ	(2 954)	(4 481)	(1 833)	(1 851)	–	(11 119)
Сальдо на 31 декабря 2012 года, за вычетом накопленного износа	**5 607**	**6 496**	**1 170**	**4 002**	**13 342**	**30 617**
Сальдо на 31 декабря 2012года, за вычетом накопленного износа	**5 607**	**6 496**	**1 170**	**4 002**	**13 342**	**30 617**
Поступления	562	2 515	560	1 217	8 654	13 508
Переводы	21 799	–	–	150	(21 949)	–
Выбытие	(35)	(102)	(50)	(44)	–	(231)
Начисленный износ	16	52	49	30	–	147
Выбытие износа	(1 653)	(2 483)	(334)	(741)	–	(5 211)
Сальдо на 31 декабря 2013 года, за вычетом накопленного износа	**26 296**	**6 478**	**1 395**	**4 614**	**47**	**38 830**
Первоначальная стоимость на 31 декабря 2013 г.	30 887	13 285	3 513	7 166	47	54 898
Накопленный износ	(4 591)	(6 807)	(2 118)	(2 552)	–	(16 068)
Сальдо на 31 декабря 2013 года, за вычетом накопленного износа	**26 296**	**6 478**	**1 395**	**4 614**	**47**	**38 830**

15. Авансы, выданные за долгосрочные активы

	По состоянию на 31 декабря 2011 г.	По состоянию на 31 декабря 2012 г.	По состоянию на декабрь 2013 г.
		(тыс. долл. США)	
Авансы за трубы и строительные материалы	485	9 126	6 241
Авансы за строительные работы	2 883	6 063	3 796
Авансы за лицензии	–	10 089	–
Итого	**3 368**	**25 278**	**10 037**

16. Товарно-материальные запасы

	По состоянию на 31 декабря 2011 г.	По состоянию на 31 декабря 2012 г.	По состоянию на декабрь 2013 г.
		(тыс. долл. США)	
Материалы и запасы	9 979	17 127	16 738
Газовый конденсат	2 161	4 633	2 986
Сырая нефть	2 081	2 750	1 754
СУГ	297	454	607
Итого	**14 518**	**24 964**	**22 085**

По состоянию на все указанные в таблице выше отчетные даты товарно-материальные запасы отражены по стоимости.

17. Торговая дебиторская задолженность

	По состоянию на 31 декабря 2011 г.	По состоянию на 31 декабря 2012 г.	По состоянию на декабрь 2013 г.
		(тыс. долл. США)	
Торговая дебиторская задолженность	12 640	54 004	66 565
Итого	**12 640**	**54 004**	**66 565**

По состоянию на все указанные в таблице выше отчетные даты торговая дебиторская задолженность не представляет собой задолженность, по которой начисляются проценты, и была выражена в долларах США.

Анализ по срокам торговой дебиторской задолженности представлен ниже:

		Ни просроченная, ни обесцененная	Просроченная, но не обесцененная				
	Иного		**<30 дней**	**30-60 дней**	**60-90 дней**	**90-120 дней**	**>120 дней**
			(тыс. долл. США)				
31 декабря 2013 г.	**66 565**	**66 561**	**–**	**–**	**–**	**–**	**4**
31 декабря 2012 г.	54 004	54 000	–	–	–	–	4
31 декабря 2011 г.	12 640	12 640	–	–	–	–	–

См. Примечание 31 касательно кредитного риска по торговой дебиторской задолженности, где поясняется, как Группа управляет кредитным качеством и оценивает кредитное качество торговой дебиторской задолженности, которая не является ни просроченной, ни обесцененной.

18. Предоплата и прочие краткосрочные активы

	По состоянию на 31 декабря 2011 г.	По состоянию на 31 декабря 2012 г.	По состоянию на 31 декабря 2013 г.
		(тыс. долл. США)	
НДС к получению	12 036	9 173	17 192
Авансы выданные	9 356	12 613	7 817
Авансовая выплата таможенных пошлин	290	1 609	2 736
Прочее	1 597	974	3 447
Итого	**23 279**	**24 369**	**31 192**

Авансы выданные состоят преимущественно из предоплаты, выданной поставщикам услуг.

19. Краткосрочные и долгосрочные инвестиции

Краткосрочные инвестиции по состоянию на 31 декабря 2013 г. представляют собой краткосрочный процентный депозит, размещенный 30 сентября 2013 г. на срок менее 6 месяцев. Краткосрочные инвестиции по состоянию на 31 декабря 2012 г. представляют собой краткосрочный процентный депозит, размещенный 16 ноября 2012 г. на период 6 месяцев.

Долгосрочные инвестиции представляют собой процентный депозит, размещенный 30 сентября 2013 г. на срок свыше одного года, а также процентный депозит, размещенный 4 марта 2013 г. на срок два года.

20. Денежные средства и их эквиваленты и денежные средства, ограниченные в использовании

	По состоянию на 31 декабря 2011 г.	По состоянию на 31 декабря 2012 г.	По состоянию на 31 декабря 2013 г.
		(тыс. долл. США)	
Текущие счета в долларах США	123 112	84 615	150 931
Текущие счета в Тенге	692	10 595	5 485
Денежные счета в других валютах	1 589	2 520	3 492
Малая касса	–	–	6
Банковские депозиты, размещенные на срок менее трех месяцев	–	100 000	25 000
Итого	**125 393**	**197 730**	**184 914**

У Группы имеются счета денежных средств, ограниченных в использовании, в виде депозитов ликвидационного фонда на сумму 4 217 тысяч долларов США в АО «Казкоммерцбанк» в Казахстане (2012 год: 3 625 тысяч долларов США; 2011 год: 3 076 тысяч долларов США), которые размещаются в соответствии с требованиями прав недропользования в отношении обязательств Группы по ликвидации скважин и восстановлению участка.

Банковские депозиты со сроком возврата менее трех месяцев по состоянию на 31 декабря 2013 г. представляют собой краткосрочные процентные депозиты, размещенные 30 декабря 2013 г.

21. Капитал Товарищества

Доли участия в капитале Товарищества состоят из (a) Общих долей, которые представляют собой доли прав в отношении всех долей партнера с ограниченной ответственностью в капитале Товарищества, и (b) долей Генерального партнера. Каждая общая доля предоставляет каждому ее держателю один голос на каждом общем собрании товарищества. В соответствии с Договором товарищества, выплаты

партнерам с ограниченной ответственностью осуществляются по решению и по усмотрению Генерального партнера или после одобрения большинством партнеров с ограниченной ответственностью при условии, что суммы таких выплат не превышают сумму, рекомендованную Генеральным партнером. Любые выплаты партнерам Товарищества с ограниченной ответственностью производятся на пропорциональной основе, согласно соответствующим долям таких партнеров в капитале Товарищества, и только в пользу зарегистрированных держателей Общих долей участия.

28 июня 2013 года коммандитные партнеры Товарищества в установленном порядке приняли все предложенные решения на Годовом общем собрании («**ГОС**») коммандитных партнеров. Указанные решения включали в себя одобрение коммандитными партнерами на ГОС выплаты коммандитным партнерам Товарищества 0,34 долл. США в расчете на одну Общую долю участия; указанная выплата должна была быть произведена владельцам Общих долей участия Товарищества. Дивиденды (в размере 63 179 тыс. долл. США, так как Доверительный фонд по опционам на акции, о котором говорится ниже, отказался получать выплату) были выплачены 26 июля 2013 г. владельцам Общих долей участия, зарегистрированным в реестре партнеров и прав на конец рабочего дня 19 июля 2013 года.

В сентябре 2012 года совет директоров Генерального партнера утвердил выплату инаугурационных эмиссий Товарищества в размере 0,32 доллара США за Общую долю держателям Общих долей Товарищества, которая представляет собой денежную выплату в размере 60 219 тысяч долларов США (приблизительно 20% от нераспределенной прибыли по состоянию на 30 июня 2012 года). Дивиденды (в сумме 59 498 тысяч долларов США, так как Доверительный фонд по опционам на акции, о котором говорится ниже, отказался от получения выплаты) были выплачены 2 октября 2012 года держателям Общих долей согласно реестру партнеров и процента на конец рабочего дня 1 октября 2012 года.

В приведенной ниже таблице указано число Общих долей участия, разрешенных к выпуску и полностью оплаченных, у которых нет номинальной стоимости, и все 10 из которых представлены ГДР:

	В обращении	**Собственные выкупленные доли**	**Итого**
	(*число Общих долей участия*)		
По состоянию на 31 декабря 2010 г.	185 000 000	–	**185 000 000**
Выпущено для Доверительного фонда по опционам на акции	–	1 761 882	**1 761 882**
Исполненных опционов на акции	315 341	(315 341)	**–**
По состоянию на 31 декабря 2011 г.	**185 315 341**	**1 446 541**	**186 761 882**
Выпущено для Доверительного фонда по опционам на акции	–	1 421 076	**1 421 076**
Исполненных опционов на акции	735 894	(735 894)	**–**
По состоянию на 31 декабря 2012 г.	**186 051 235**	**2 131 723**	**188 182 958**
Исполненных опционов на акции	285 375	(285 375)	**–**
Выкуп ГДР	(1 814 348)	1 814 348	**–**
По состоянию на 31 декабря 2013 г	184 522 262	3 660 696	**188 182 958**

1 421 076 и 1 761 882 новых Общих долей (представленных ГДР) было выпущено в 2012 г. и в 2011 г., соответственно, для поддержания обязательств Группы перед сотрудниками по опциону на акции. Выпущенные ГДР хранятся у Ogier Employee Benefit Trustee Limited («**Доверительный фонд**»), который по требованию сотрудников продает ГДР на рынке и рассчитывается по обязательствам перед

сотрудниками по опционам на акции. Данный доверительный фонд представляет собой целевую компанию согласно МСФО и поэтому новые выпущенные ГДР признаны как собственные акции Товарищества. В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года, никаких новых Общих долей не было выпущено, но сотрудниками было исполнено 284 375 опционов на акции (2012 г.: 735 894 ГДР; 2011 г.: 315 341 ГДР). Общее число ГДР, в отношении которых могут иметься опционы на акции в рамках имеющихся у сотрудников опционов на акции, не должно превышать 5 000 000. Не существует никаких общих долей, принадлежащих дочерним предприятиям Товарищества, за исключением собственных акций, выпущенных для целей программы по предоставлению сотрудникам опционов на акции.

По состоянию на 31 декабря 2013 г. никакие Общие доли Товарищества не находится в собственности дочерних предприятий или аффилированных лиц Товарищества, за исключением собственных акций, выпущенных для целей программы по предоставлению сотрудникам опционов на акции (2012 г.: ноль; 2011 г.: ноль).

Дополнительный оплаченный капитал включает в себя превышение цены продажи собственных акций на дату сделки над их первоначальной стоимостью, за вычетом расходов по сделке, понесенных в связи с выпуском собственных акций.

Нераспределенная прибыль и резервы включают резерв на пересчет иностранной валюты, накопленный до 2009 года, когда функциональной валютой компаний Группы был тенге. В связи с Конденсатом не возникло никаких значительных курсовых разниц.

Прибыль на акцию (ПА)

Базовая ПА рассчитывается посредством деления прибыли за период на средневзвешенное число Общих долей, находящихся в обращении в течение такого периода.

Базовая и разводненная прибыль на акцию совпадают, поскольку нет никаких инструментов, которые приводят к разводнению прибыли.

	За год, закончившийся 31 декабря 2011 г.	**За год, закончившийся 31 декабря 2012 г.**	**За год, закончившийся 31 декабря 2013 г.**
Чистая прибыль, причитающаяся владельцам Общих долей (тыс. долл. США)	81 624	162 009	219 519
Средневзвешенное число Общих долей	185 157 661	186 683 278	185 286 739
Базовая и разводненная прибыль на Общую долю (долл. США)	0,44	0,87	1,18

Не было никаких иных сделок с участием обыкновенных акций или потенциальных обыкновенных акций за период с отчетной даты до даты утверждения настоящей финансовой отчетности.

22. Займы

	По состоянию на 31 декабря 2011 г.	По состоянию на 31 декабря 2012 г.	По состоянию на 31 декабря 2013 г.
		(тыс. долл. США)	
Облигации со сроком погашения в 2015 г.	447 532	92 469	92 122
Облигации со сроком погашения в 2019 г.	–	530 425	536 301
	447 532	622 894	628 423
Минус: суммы, подлежащие погашению в течение 12 месяцев	(9 450)	(7 152)	(7 263)
Итого	**438 082**	**615 742**	**621 160**

Облигации со сроком погашения в 2010 году

19 октября 2012 года Zhaikmunai Finance B. V. («**Первоначальный эмитент 2010**») выпустил облигации на сумму 450.000 тысяч долларов США («**Облигации 2010**»).

28 февраля 2011 года ТОО «Жаикмунай» («**Эмитент 2010**») заменил Первоначального эмитента Облигаций 2010, после чего он принял на себя все обязательства Первоначального эмитента по Облигациям 2010.

Облигации 2010 являются процентными со ставкой процента 10,50% в год. Процент по Облигациям 2010 оплачивается 19 апреля и 19 октября каждого года, начиная с 19 апреля 2011 года. До 19 октября 2013 года Эмитент 2010 вправе по своему выбору один или несколько раз погашать до 35% от совокупной основной суммы долга по Облигациям 2010 за счет чистых вырученных средств, полученных в результате одного или нескольких предложений акций, по цене погашения, равной 110,50% основной суммы долга по Облигациям 2010, вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по Облигациям 2010 до соответствующей даты погашения(с учетом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2010, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов), при условии, что (1) не менее 65% первоначальной основной суммы долга по Облигациям 2010 (включая Дополнительные облигации, согласно определению в соглашении об Облигациях 2010) остается непогашенной после каждого такого погашения; и (2) такое погашение состоится в течение 90 дней после даты завершения соответствующего предложения акций.

Кроме того, Облигации 2010 могли бы погашаться (полностью или частично) в любой момент времени до 19 октября 2013 года по выбору Эмитента 2010 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 2010 по его зарегистрированному адресу, по цене погашения, равной 100% основной суммы долга по таким погашаемым Облигациям 2010 вместе с Применимой премией (согласно нижеприведенного определения) 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 2010, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов). «Применимая премия» означает, в отношении любой Облигации 2010 в любую применимую дату погашения, наибольшую из следующих величин (1) 1,0% от суммы номинала такой Облигации 2010; или (2) положительную разницу (если она имеется) между: (a) текущей стоимостью на такую дату погашения (i) цены погашения такой Облигации 2010 по состоянию на 19 октября 2013 года 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 2010 до 19 октября 2013

года (включительно), рассчитываемые с использованием дисконтной ставки, равной ставке казначейских облигаций США на такую дату погашения плюс 50 базисных пунктов, и (б) суммой номинала по такой Облигации 2010.

Облигации 2010 совместно и по отдельности гарантированы («**Гарантии 2010**»), на основе принципа преимущества, Nostrum Oil & Gas LP и всеми его дочерними предприятиями кроме Эмитента 2010 («**Гаранты 2010**»). Облигации 2010 являются обязательствами Эмитента 2010 и Гарантов 2010 с преимущественным правом требования и имеют равную очередность со всеми прочими обязательствами Эмитента 2010 и Гарантов 2010 с преимущественным правом требования. Кроме того, Облигации 2010 и Гарантии 2010 имеют преимущество залога наивысшего приоритета акций Zhaikmunai Finance B.V. и Zhaikmunai Netherlands B.V.

19 октября 2012 года, Zhaikmunai International B.V. объявил тендерное предложение покупки за наличные средства («**Тендерное предложение**») части или всех Облигаций 2010. Всего было выставлено на тендер по Тендерному предложению Облигаций 2010 на сумму 347 604 тысяч долларов США, что составляет 77% от всего выпущенных Облигаций 2010 на момент окончания Тендерного предложения 19 ноября 2012 года. Владельцы Облигаций 2010 стоимостью 200.732 тысяч долларов США, которые приняли Тендерное предложение, обменяли их на Облигации 2012 той же стоимости. Кроме того, держателям Облигаций 2010 была выплачена премия за досрочное погашение облигаций на сумму 38 509 тысяч долларов США.

Облигации со сроком погашения в 2012 году

13 ноября 2012 года Zhaikmunai International B.V. («**Первоначальный эмитент 2012**») выпустил облигации на сумму 560.000 тысяч долларов США («**Облигации 2012**»).

24 апреля 2013 года ТОО «Жаикмунай» («**Эмитент 2012**») заменил собой Первоначального эмитента 2012 по Облигациям 2012, то есть принял на себя все обязательства Первоначального эмитента 2012 по Облигациям 2012. Облигации 2012 являются процентными со ставкой процента 7,125% в год. Процент по Облигациям 2012 оплачивается 14 мая и 13 ноября каждого года начиная с 14 мая 2013 года. До 13 ноября 2016 года Эмитент 2012 вправе по своему выбору один или несколько раз погашать до 35% от совокупной основной суммы долга по Облигациям 2012, за счет чистых вырученных средств, полученных в результате одного или нескольких предложений акций, по цене погашения, равной 107,125% основной суммы долга по Облигациям 2012, вместе с начисленными, но не уплаченными процентами по Облигациям 2012 до соответствующей даты погашения (с учетом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2012, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов), при условии, что (1) не менее 65% первоначальной основной суммы долга по Облигациям 2012 (включая Дополнительные облигации, согласно определению в соглашении об Облигациях 2012) остается непогашенной после каждого такого погашения; и (2) такое погашение состоится в течение 90 дней после даты завершения соответствующего предложения акций.

Кроме того, Облигации 2012 могут погашаться (полностью или частично) в любой момент времени до 13 ноября 2016 года по выбору Эмитента 2012, 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 2012 по его зарегистрированному адресу, по цене погашения, равной 100% основной суммы долга по погашаемым Облигациям 2012 вместе с Применимой премией (согласно нижеприведенного определения) 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 2012, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов). «Применимая премия» означает, в отношении любой Облигации 2012 в любую применимую дату погашения, наибольшую из следующих величин (1) 1,0% от суммы номинала такой Облигации 2012; или (2) положительную разницу (если она имеется) между: (а) текущей стоимостью на такую дату погашения (i) цены погашения такой Облигации 2012 по состоянию на 13 ноября 2016 года 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 2012 до 13 ноября 2016 года (включительно), рассчитываемые с использованием дисконтной ставки, равной ставке казначейских облигаций США на такую дату погашения плюс 50 базисных пунктов, и (б) суммой номинала по такой Облигации 2012.

Облигации 2012 совместно и по отдельности гарантированы («**Гарантии 2012**»), на основе принципа преимущества, Nostrum Oil & Gas LP и всеми его дочерними предприятиями кроме Эмитента 2012 («**Гаранты 2012**»). Облигации 2012являются обязательствами Эмитента 2012 и Гарантов 2012 с преимущественным правом требования и имеют равную очередность со всеми прочими обязательствами Эмитента 2012 и Гарантов 2012 с преимущественным правом требования. Облигации 2012 и Гарантии 2012 не имеют преимущества залога наивысшего приоритета акций Zhaikmunai Finance B.V. и Zhaikmunai Netherlands B.V.

23. Обязательства по ликвидации скважин и восстановлению участка

	2011 г.	2012 г.	2013 г.
		(тыс. долл. США)	
Обязательство по ликвидации скважин и восстановлению участка на 1 января	4 543	8 713	11 064
Амортизация дисконта	706	847	1 034
Дополнительный резерв	952	1 743	2 500
Изменение в оценках	2 512	(239)	(724)
Обязательство по ликвидации скважин и восстановлению участка на 31 декабря	**8 713**	**11 064**	**13 874**

Обязательства по ликвидации скважин и восстановлению участка представляют собой приведенную стоимость расходов на вывод объектов из эксплуатации, относящихся к нефтегазовому имуществу, которые, как ожидается, будут понесены до 2033 года, когда добывающее нефтегазовое имущество, как ожидается, перестанет эксплуатироваться.

Долгосрочный темп инфляции и ставки дисконта, использованные для определения обязательств по ликвидации скважин и восстановлению участка на 31 декабря 2013 года, составили 7% и 10%, соответственно (2012 г.: 7% и 10%; 2011 г.: 7% и 10%).

24. Задолженность перед Правительством Казахстана

	2011 г.	2012 г.	2013 г.
		(тыс. долл. США)	
Задолженность перед Правительством Казахстана на 1 января	7 321	7 242	7 153
Амортизация дисконта	954	942	930
Уплачено за период	(1 033)	(1 031)	(1 031)
	7 242	7 153	7 052
За вычетом: текущая часть задолженности перед Правительством Казахстана	(1 031)	(1 031)	(1 031)
Задолженность перед Правительством Казахстана на 31 декабря	**6 211**	**6 122**	**6 021**

Сумма задолженности перед Правительством Казахстана была учтена для отражения текущей стоимости затрат, понесенных Правительством в период до подписания Контракта, и которые относятся к разведке контрактной территории и строительству наземных объектов на открытых месторождениях, и которые должны быть возмещены Группой Правительству в течение периода добычи. Общая сумма обязательства перед Правительством, предусмотренная Контрактом, составляет 25.000 тысяч долларов США.

Погашение данного обязательства началось в 2008 году, с первого платежа в размере 1.030 тысяч долларов США в марте 2008 года последующие платежи осуществляются равными ежеквартальными платежами в размере 258 тысяч долларов США до 26 мая 2031 года. Данное обязательство было дисконтировано по ставке 13%.

25. Торговая кредиторская задолженность

	По состоянию на 31 декабря 2011 г.	По состоянию на 31 декабря 2012 г.	По состоянию на 31 декабря 2013 г.
		(тыс. долл. США)	
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в тенге	79 424	48 622	42 950
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в долларах США	1 367	6 659	12 719
Торговая кредиторская задолженность, выраженная в прочих валютах	1 123	3 109	2 849
Итого	**81 914**	**58 390**	**58 518**

Кредиторская задолженность перед АО «КазСтройСервис» за строительство установки подготовки газа составляла 37 016 тысяч долларов США на 31 декабря 2011 года (в 2013 году: ноль; в 2012 году: ноль). Прочая кредиторская задолженность по основным средствам и покупке внеоборотных активов составляла 17 411 тысяч долларов США на 31 декабря 2011 года (в 2013 году: 32 245 тыс. долл. США; в 2012 году: 26 580 тыс. долл. США).

В 2012 году торговая кредиторская задолженность перед АО «КазСтройСервис» была полностью погашена.

26. Прочие краткосрочные обязательства

	По состоянию на 31 декабря 2011 г.	По состоянию на 31 декабря 2012 г.	По состоянию на 31 декабря 2013 г.
		(тыс. долл. США)	
Налоги к уплате, помимо корпоративного налога на прибыль	3 459	24 650	32 110
Начисленные обязательство по обучению (*прим. 30*)	7 398	9 256	8 986
Условное встречное предоставление	-	-	5 300
Задолженность перед работниками	973	1 180	3 227
Начисления по дополнительным платежам в связи с приобретением Probel	-	-	1 953
Полученные авансовые платежи	3 154	60	37
Прочее	2 156	2 429	3 051
Итого	**17 140**	**37 575**	**54 664**

27. Производный финансовый инструмент

В соответствии с условиями кредитного договора с BNP Paribas в 2008 году Группа заключила (по нулевой стоимости) договор хеджирования, покрывающий экспортные продажи нефти с марта 2008 года до декабря 2013 года, который был продан 30 марта 2009 года. В тот же день Группа заключила новый договор хеджирования по стоимости 7 700 долларов США, покрывающий экспортные продажи нефти в объеме 967 058 барр. и 596 766 барр. в 2009 и 2010 гг., соответственно. Минимальная цена для сырой нефти марки Brent по этому договору хеджирования была зафиксирована на уровне 50 долларов США за баррель. Срок действия договора истек 30 июня 2010 года.

4 марта 2010 года Группа заключила (по нулевой стоимости) договор хеджирования, покрывающий экспортные продажи нефти в объеме 4 000 барр./сут. с марта 2010 года до декабря 2010 года. Контрагентами («**Провайдеры хеджиро**вания») по этому договору хеджирования были BNP Paribas, Natixis и Raiffeisen Zentralbank Österreich AG. По новому договору хеджирования минимальная цена для сырой нефти марки Brent была зафиксирована на уровне 60 долларов США за баррель. Максимальная цена была установлена в диапазоне от 89,25 долларов США за баррель до 100 долларов США за баррель, что означало, что Группа получала всю выручку от реализации по цене свыше 100 долларов США за баррель.

19 октября 2010 года, после досрочного погашения кредита BNP Paribas в полном объеме, все права, ответственность, обязанности и обязательства Группы по каждому из этих договоров хеджирования были переданы в порядке новации Citibank, N.A. («**Citibank**»). Расчеты по контракту были закрыты в январе 2011 года.

29 марта 2011 года в соответствии со своей политикой хеджирования Группа заключила (по нулевой стоимости) новый договор хеджирования, покрывающий продажи нефти в объеме 2 000 барр./сут., или в общей сложности 556 000 барр., в период до 31 декабря 2011 года. Контрагентом по этому договору хеджирования выступил Citibank. По этому договору хеджирования Группа приобрела пут по 85 долларов США/барр., который защищал ее от любого падения цены на нефть ниже 85 долларов США/барр. В рамках данного договора она также продала колл по 125 долларов США/барр. и купила колл по 134 долларов США/барр., что позволило Группе получать выгоду при ценах на нефть не выше 125 долларов США/барр. и свыше 134 долларов США/барр.

Доход и убытки по договору хеджирования, которые не могут быть учтены в хеджировании, отражены непосредственно через прибыль или убыток.

	2011 г.	2012 г.	2013 г.
		(тыс. долл. США)	
Справедливая стоимость договора хеджирования на 1 января	(372)	–	–
Реализованный доход от хеджирования	372	–	–
Убыток от хеджирования	–	–	–
Справедливая стоимость договора хеджирования на конец периода	–	–	–

По состоянию на 31 декабря 2013 г., 2012 г. и 2011 г. Группа не имела открытых контрактов по хеджированию.

28. Опцион на акции сотрудникам

Сотрудники (включая руководителей высшего звена и исполнительных директоров) членов Группы получают вознаграждение в форме сделок с выплатами, основанными на акциях, при которых сотрудники оказывают услуги в качестве оплаты за права на акции, расчеты по которым осуществляются только денежными средствами («**сделки, расчеты по которым осуществляются денежными средствами**»).

Стоимость вознаграждения сотрудникам, основанного на акциях, расчеты по которым осуществляются денежными средствами, оценивается первоначально по справедливой стоимости на дату выдачи с применением модели триноминальной структурной оценки. Данная справедливая стоимость относится на расходы на протяжении периода до момента признания соответствующего обязательства. Обязательство переоценивается на каждую отчетную дату вплоть до расчетной даты включительно, при этом изменения справедливой стоимости признаются в отчете о совокупном доходе.

План выплат, основанный на акциях, описан ниже.

В течение 2008-2013 гг. 3 192 958 прав на повышение стоимости акций (SARs) были предоставлены старшим сотрудникам и исполнительным директорам членов Группы, расчеты по которым могут быть произведены только денежными средствами. Переход прав осуществляется в течение пяти лет после даты предоставления, таким образом, одна пятая предоставленных SARs переходит во владение на каждую пятую годовщину после даты предоставления SARs. Срок действия SARs по договору составляет десять лет. Справедливая стоимость SARs оценивается на дату предоставления прав с применением модели триноминальной структурной оценки опционов с учетом условий, на которых инструменты были предоставлены. SARs подлежат исполнению в любое время после наделения правами до конца контрактного периода и дают владельцу право на разницу между рыночной стоимостью ГДР на дату исполнения и заявленной базовой стоимостью. Полученные услуги и обязательство по оплате указанных услуг признаются в течение ожидаемого периода ограничений на обращение акций. До тех пор, пока обязательство не будет погашено, оно переоценивается на каждую отчетную дату, при этом изменения справедливой стоимости признаются в прибыли или убытке в составе расходов по выплатам сотрудникам, которые возникают в результате сделок с выплатами, основанными на акциях, расчеты по которым осуществляются денежными средствами.

Балансовая стоимость обязательства, относящаяся к 2 912 398 SARs на 31 декабря 2013 года составляет 12 016 тысяч долларов США (2012 г: 2 131 723 SARs с балансовой стоимостью 9 788 тысяч долларов США; в 2011 году: 2 867 617 SARs стоимостью 11 734 тысячи долларов США). В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 г., были полностью предоставлены права на исполнение 728 487 SARs (2012 г.: 426 345 SARs; 2011 год: 474 455 SARs).

В следующей таблице представлены количество и цены исполнения («**ЦИ**»), а также движения SARs в течение года:

	2011 г.		2012 г.		2013 г.	
	Количество	**ИЦ, долл. США**	**Количество**	**ИЦ, долл. США**	**Количество**	**ИЦ, долл. США**
В обращении на начало периода (с ЦИ US$ 4)	2 982 958	4	2 667 617	4	1 931 723	4
В обращении на начало периода (с ЦИ US$ 10)	–	–	200 000	10	200 000	10
Итого в обращении на 1 января	2 982 958		2 867 617	–	2 131 723	
Предоставлено	200 000	10	–	–	1 115 000	10
Исполнено	(315 341)	4	(735 894)	4	(285 375)	4
Истекло	–	–	–	–	(49 000)	10
Итого в обращении на конец периода	2 867 617		2 131 723	–	2 912 348	
К исполнению на 31 декабря	1 476 711		1 311 170	–	1 808 348	

Средневзвешенная справедливая стоимость SARs, предоставленных в течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года, составила 6,22 долларов США за SAR, а средневзвешенная цена на дату исполнения по SARs, которые были осуществлены в течение такого года, составила 8,22 долларов США за SAR (в 2012 году: 5,96 долларов США за SAR; в 2011 году: 5,95 долларов США за SAR). Для оценки опционов на акции использовалась модель оценки Халла-Уайта. В следующей таблице представлены исходные данные, использованные в модели оценки плана:

	2011	**2012**	**2013**
	(тыс. долл. США)		
Цена ГДР на отчетную дату	9,7	10,7	13,0
Норма дивидендного дохода (%)	–	1,5	3,0
Ожидаемая волатильность (%)	86	86	85
Безрисковая процентная ставка (%)	3,2	2,0	2,0
Ожидаемый срок обращения (лет)	3,5	3,5	10,0
Оборот опционов (%)	10	10	10
Ценовой триггер (долл. США)	2	2	2

Ожидаемый срок обращения опционов рассчитывается с учетом данных прошлых периодов и не обязательно совпадает с фактическими трендами. Ожидаемая волатильность отражает допущение, что историческая волатильность обусловливает будущую волатильность, что не обязательно совпадает с фактическими результатами. Оборот опционов представляет собой процент работников, которые, как ожидается, покинут Группу в течение периода предоставления прав; данный показатель рассчитывается с учетом данных прошлых периодов и не обязательно совпадает фактическим результатом. Данная модель учитывает, что, когда цена акций достигает уровня цены осуществления, умноженной на ценовой триггер, работники, как предполагается, осуществят свои опционы.

29. Сделки со связанными сторонами

Для целей данной консолидированной финансовой отчетности сделки со связанными сторонами включают, в основном, сделки на коммерческих условиях между членами Группы и участниками и /или их дочерними организациями или ассоциированными компаниями.

Кредиторская задолженность связанных сторон, представленных компаниями, косвенно контролируемыми акционером, имеющим существенное влияние на Группу, включала:

	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2012 г.	31 декабря 2013 г.
		(тыс. долл. США)	
Материнская компания			
Дебиторская задолженность			
Probel Capital Management B.V.	–	–	–
Кредиторская задолженность			
Prolag BVBA	–	–	–
Probel Capital Management B.V.	**48**	–	–
Дочерние компании			
Кредиторская задолженность			
Amersham Oil LLP	**39**	48	52
Prolag BVBA	**18**	298	240
Probel Capital Management B.V.	**194**	288	–

Группа осуществила следующие сделки со связанными сторонами, представленными компаниями, косвенно контролируемыми акционером, имеющим существенное влияние на Группу, включала:

	2011 г.	2012 г.	2013 г.
		(тыс. долл. США)	
Материнская компания			
Гонорар за управленческие и консультационные услуги			
Probel Capital Management B.V.	**6 082**	**9 600**	**12 443**
Дочерние компании			
Гонорар за управленческие и консультационные услуги			
Probel Capital Management B.V.	**3 475**	**4 049**	**5 064**
Prolag BVBA	**1 892**	**2 195**	**1 253**
Amersham Oil	**1 360**	**1 415**	**1 506**

Управленческий гонорар подлежит уплате в соответствии с Соглашениями о технической помощи, подписанными членами Группы с ТОО «Amersham Oil», Prolag B.V.B.A. и Probel Capital Management N.V., и относящимися к оказанию геологических, геофизических, буровых, технических и иных консультационных услуг. Сумма, относящаяся к Probel Capital Management N.V. в 2013 г., связана со сделками, заключенными до ее приобретения 30 декабря 2013 г. (Примечание 11).

Вознаграждение (представленное краткосрочными выплатами работникам) ключевого управленческого персона составило 634 тысячи долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2013 года (2012 г.: 624 тысячи долларов США, 2011 г.: 484 тысячи долларов США). Ключевой управленческий персонал был нанят и оплачивался ТОО «Amersham Oil» и Probel Capital Management N.V., и вознаграждение этого персонала образует часть гонорара за управленческие и консультационные услуги, указанные выше.

Выплаты ключевому управленческому персоналу по программе опционов на акции сотрудникам составили 2 202 тысяч долларов США за год, закончившийся 31 декабря 2013 года (2012 г.: 4 416 тысяч долларов США, в 2011 г.: 1 915 тысяч долларов США) (Примечание 27).

30. Финансовые и условные обязательства и операционные риски

Налогообложение

Налоговое законодательство и нормативная база Республики Казахстан подвержены постоянным изменениям и допускают различные толкования. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Действующий режим штрафов и пеней за выявленные и подтвержденные нарушения казахстанского налогового законодательства отличается строгостью. 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. Налоговые проверки могут охватывать пять календарных лет деятельности, непосредственно предшествовавших году проверки. При определенных обстоятельствах проверки могут охватывать более длительные периоды. В силу неопределенностей, связанных с казахстанской налоговой системой, итоговая сумма начисленных налогов, пеней и штрафов (если таковые будут иметься) может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящую дату и начисленную на 31 декабря 2013 года. По мнению руководства, по состоянию на 31 декабря 2013 года соответствующие положения законодательства были интерпретированы корректно, и вероятность сохранения положения, в котором находится Группа в связи с налоговым законодательством, является высокой.

В 2010 году была проведена комплексная налоговая проверка налоговой отчетности Группы за 2006, 2007 и 2008 годы, по результатам которой были предъявлены требования об уплате налогов. Руководство считало, что эти требования противоречили условиям Контракта и соответствующим налоговым кодексам. Группа обратилась в суд для урегулирования таких претензий. В консолидированной финансовой отчетности Группы за год, завершившийся 31 декабря 2010 года, в отношении этих требований был создан резерв в размере 728 тысяч долларов США в тех случаях, когда вероятность того, что от Группы потребуется уплатить дополнительные налоги, штрафы и пени была выше средней.

В соответствии с решением суда от 7 апреля 2011 года указанные налоговые требования были полностью сняты. Налоговые органы обжаловали данное решение суда. Группа, соответственно, продолжает поддерживать резерв в размере 728 тысяч долларов США, поскольку риск потерь в целом не изменился. 28 июля 2011 года единогласным решением кассационный суд Западно-Казахстанской области решение суда от 7 апреля 2011 года была оставлено в силе. Группа, соответственно, отменила резерв в размере 728 тысяч долларов США.

Ликвидация скважин и восстановления участка (вывод из эксплуатации)

Поскольку казахстанские законы и нормативно-правовые акты, касающиеся восстановления участка и экологической очистки постоянно развиваются, Группа может понести в будущем затраты, сумма которых не поддается определению в данный момент времени. Резервы по таким затратам будут созданы по мере выявления новой информации в отношении таких расходов, развития и изменения соответствующего законодательства.

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 в настоящее время. По мере развития казахстанского законодательства и нормативных актов, регулирующих платежи за загрязнение окружающей среды и восстановительные работы, Группа может в будущем понести затраты, размер которых невозможно определить в настоящее время в силу таких факторов, как необходимость окончательного установления ответственных лиц, которые отвечают за такие расходы, и оценка Правительством способности таких лиц уплачивать такие расходы, связанные с проведением восстановительных работ. При этом в случае предъявления каких-либо неблагоприятных требований или наложения штрафов регулирующими органами Казахстана возможно существенное влияние на будущие результаты деятельности или потоки денежных средств Группы в определенном периоде.

Инвестиционные обязательства

На 31 декабря 2013 года у Группы имелись инвестиционные обязательства в сумме 26 842 тысяч долларов США (2012 г.: 23 088 тысяч долларов США; 2011 г.: 17 880 тысяч долларов США), относящиеся, в основном, к деятельности Группы по разработке нефтяного месторождения и строительству завода по утилизации газа.

Операционная аренда

В 2010-2013 гг. ТОО «Жаикмунай» заключило несколько договоров аренды на аренду 650 железнодорожных вагон-цистерн для перевозки углеводородного сырья на срок до 7 лет по цене 6.989 тенге (эквивалент 47 долларов США) в сутки за один вагон. Указанные договоры могут быть расторгнуты досрочно либо по взаимному соглашению сторон, либо в одностороннем порядке одной из сторон, если другая сторона не исполняет свои обязательства по договору.

Ниже представлены совокупные будущие минимальные выплаты за аренду по не подлежащим отмене операционным договорам аренды:

	31 декабря 2011 г.	**31 декабря 2012 г.**	**31 декабря 2013 г.**
		(тыс. долл. США)	
не более 1 года	10 394	12 586	12 501
более 1 года, но не более пяти лет	13 880	17 112	23 846
более пяти лет	1 444	–	–

Выплаты за аренду железнодорожных вагон-цистерн за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, составили 6 569 тысяч долларов США (за год, закончившийся 31 декабря 2012 года: 5 393 тысяч долларов США (2012 г.; 10 705 тысяч долларов США; 2011 г.: 2 065 тысяч долларов США).

Обязательство социального характера и обязательства по обучению

В соответствии с требованиями Контракта (дополненный, в частности, Дополнительным соглашением №9), ТОО «Жаикмунай» обязано:

(i) израсходовать 300 тысяч долларов США в год на финансирование социальной инфраструктуры;

(ii) производить ремонт и реконструкцию государственных автомобильных дорог на сумму 12 000 тысяч долларов США в 2012 г.;

(iii) начислять один процент от финансовых обязательств по Чинаревскому месторождению на обучение граждан Казахстана на ежегодной основе; и

(iv) придерживаться графика расходов на образование, который продолжается до 2020 года (включительно).

Контракты на разведку и разработку углеводородов на Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях требуют выполнения некоторых социальных и иных обязательств. Однако эти обязательства были изменены в году, закончившемуся 31 декабря 2013 г. (в случае Ростошинского месторождения), или были (по состоянию на 31 декабря 2013 г.) в процессе изменения (в случае Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений).

Действующий контракт на разведку и разработку углеводородов на Ростошинском месторождении (с учетом изменений, внесенных 9 августа 2013 г.) требует от недропользователя:

(i) потратить не менее 206 тысяч долларов США инвестиций на обучение персонала, привлеченного к работам по контракту на этапе разведки;

(ii) потратить 600 тысяч долларов США на финансирование объектов социальной инфраструктуры в регионе в течение последнего года этапа разведки;

(iii) вложить не менее 20 750 тысяч долларов США в геологоразведочные работы на месторождении в течение этапа разведки; и

(iv) создать ликвидационный фонд (специальный депозитный счет в местном банке) в размере 206 тысяч долларов США.

Контракт на разведку и разработку углеводородов на Дарьинском месторождении (по состоянию на 31 декабря 2013 г.) требовал от недропользователя:

(i) потратить не менее 200 тысяч долларов США на обучение персонала, привлеченного к работам по контракту на этапе разведки;

(ii) потратить 18 850 тысяч долларов США на финансирование объектов социальной инфраструктуры в регионе (включая 1 000 долларов США на финансирование работ по развитию города Астана, в случае коммерческого обнаружения);

(iii) вложить не менее 20 000 тысяч долларов США в разведку месторождения в течение последнего года этапа разведки;

(iv) возместить Правительству расходы предыдущих периодов в размере 6 499 тысяч долларов США, в том числе 195 тысяч долларов США за право пользования геологической информацией; и

(v) создать ликвидационный фонд (специальный депозитный счет в местном банке) в размере 1% капитальных расходов на этапе разведки и 0,1% операционных затрат на этапе добычи.

Действующий контракт на разведку и разработку углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении (по состоянию на 31 декабря 2013 г.) требовал от недропользователя:

(i) потратить не менее 1% от инвестиций на обучение персонала, привлеченного к работам по контракту на этапе разведки;

(ii) потратить 18 950 тысяч долларов США на финансирование объектов социальной инфраструктуры в регионе (включая 1 000 долларов США на финансирование работ по развитию города Астана, в случае коммерческого обнаружения);

(iii) вложить не менее 23 050 тысяч долларов США в разведку месторождения в течение последнего года этапа разведки;

(iv) возместить Правительству расходы предыдущих периодов в размере 3 194 тысячи долларов США, в том числе 96 тысяч долларов США за право пользования геологической информацией; и

(v) создать ликвидационный фонд (специальный депозитный счет в местном банке) в размере 1% капитальных расходов на этапе разведки и 0,1% операционных затрат на этапе добычи.

Внутренние продажи нефти

В соответствии с Дополнительным соглашением №7 к Контракту, ТОО «Жаикмунай» обязано продавать на ежемесячной основе как минимум 15% добытой нефти на внутренний рынок, цены на котором значительно ниже, чем экспортные цены.

31. Цели и политика управления финансовыми рисками

Основные финансовые обязательства Группы включают займы, задолженность перед Правительством Казахстана, торговую кредиторскую задолженность и прочие краткосрочные обязательства. Основная цель данных финансовых обязательств заключается в привлечении финансирования для разработки и эксплуатации месторождения нефти и газового конденсата «Чинаревское», а также для проведения геологоразведочных работ на трех новых месторождениях нефти и газа – Ростошинском. Дарьинском и Южно-Гремячинском. Финансовые активы Группы включают торговую и прочую дебиторскую задолженность, долгосрочные инвестиции, краткосрочные инвестиции и денежные средства и их эквиваленты.

Основные риски, которые возникают по финансовым инструментам Группы, включают риск изменения процентной ставки, валютный риск, риск ликвидности и кредитный риск. Руководство Группы рассматривает и утверждает принципы управления каждым из указанных рисков, которые приведены ниже.

Риск изменения процентных ставок

Группа не была подвержена риску изменения процентных ставок в 2010-2013 годах, так как по состоянию на отчетные даты за такие годы у Группы отсутствовали займы с плавающей процентной ставкой. Политика Группы заключается в том, чтобы управлять своими процентными расходами, используя сочетание задолженности, привлекаемой по фиксированной и переменной ставке процента. Политика Группы заключается в том, чтобы ее займы с фиксированными процентными ставками составляли 70-100% займов.

Валютный риск

Так как значительная часть сделок Группы выражена в тенге, на отчет Группы о финансовом положении может оказать существенное влияние изменения в обменных курсах доллара США к тенге. Преимущественно активы, выраженные в тенге, представлены торговой дебиторской задолженностью, относящейся к внутренним продажам и денежным остаткам на счетах в тенге, тогда как обязательства включают торговую кредиторскую задолженность перед поставщиками и подрядчиками, зарегистрированными в Казахстане. Группа уменьшает эффект структурного валютного риска с помощью заимствований в долларах США и выражая продажи в долларах США.

В следующей таблице представлен анализ чувствительности прибыли Группы до налогообложения (вследствие изменений в справедливой стоимости денежных активов и обязательств) к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при условии неизменности всех прочих параметров.

	Рост / снижение курса долл. США	Увеличение / (уменьшение) прибыли до налогообложения
	(тыс. долл. США)	
2011	10,72%	(2 341)
	-10,72%	2 341
2012	1,57%	(235)
	-1,57%	235
2013 г.	30,00%	(3 294)
	10,00%	(1 098)

Значительное изменение допущений по росту/падению курса доллара США в 2013 году по сравнению с 2012 годом объясняется обесценением тенге по отношению к доллару США и другим основным валютам в 2014 году (Примечание 32).

Ниже показаны денежные активы и обязательства Группы, выраженные в иностранной валюте:

По состоянию на 31 декабря 2011 г.	В тенге	В рублях	В евро	Прочее	Итого
		(тыс. долл. США)			
Наличные денежные средства и их эквиваленты	692	–	–	1 589	2 281
Торговая дебиторская задолженность	12 634	–	–	–	12 634
Торговая кредиторская задолженность	(79 424)	(253)	(397)	(473)	(80 547)
Прочие краткосрочные обязательства	(8 371)	–	–	–	(8 371)
	(74 469)	(253)	(397)	1 116	(74 003)

По состоянию на 31 декабря 2012 г.	В тенге	В рублях	В евро	Прочее	Итого
		(тыс. долл. США)			
Наличные денежные средства и их эквиваленты	10 595	–	2 520	2	13 117
Торговая дебиторская задолженность	10 573	–	–	–	10 573
Торговая кредиторская задолженность	(48 622)	(10)	(2 251)	(848)	(51 731)
Прочие краткосрочные обязательства	(10 436)	–	–	–	(10 436)
	(37 890)	(10)	269	(846)	(38 477)

По состоянию на 31 декабря 2013 г.	В тенге	В рублях	В евро	Прочее	Итого
		(тыс. долл. США)			
Наличные денежные средства и их эквиваленты	5 491	–	3 492	–	8 983
Торговая дебиторская задолженность	27 619	–	1	–	27 620
Торговая кредиторская задолженность	(42 950)	(372)	(2 472)	(5)	(45 799)
Прочие краткосрочные обязательства	(257)	–	(7 173)	–	(7 430)
	(10 097)	(372)	(6 152)	(5)	(16 626)

Риск ликвидности

Риск ликвидности связан с возможностью того, что Группа столкнется с трудностями при привлечении средств для выполнения своих финансовых обязательств. Риск ликвидности может возникнуть в результате невозможности оперативно реализовать финансовый актив по стоимости, близкой к его справедливой стоимости.

Группа отслеживает уровень риска недостачи средств при помощи инструментов планирования ликвидности. Данные инструменты позволяют выбрать сценарии нагрузочных испытаний. Минимальное сальдо денежных средств было установлено в

качестве страхового запаса ликвидных активов для обеспечения достаточного уровня ликвидных средств. Целью Группы является одновременное обеспечение непрерывности финансирования и гибкости за счет использования облигаций, займов, хеджей, экспортного финансирования и финансового лизинга.

Политика Группы заключается в том, что в течение периода реализации инвестиционной программы: (a) не более 25% заимствований должно подлежать погашению в течение ближайших двенадцати месяцев, и (b) минимальное сальдо в 50 млн. долл. США должно сохраняться на балансе после погашения или рефинансирования любой задолженности, срок уплаты которой наступает в ближайшие двенадцать месяцев.

Совокупная непогашенная задолженность Группы состоит из двух выпусков облигаций: облигации на сумму 92,5 млн. долл. США, выпущенные в 2010 г. со сроком погашения в 2015 г., и облигации на сумму 560 млн. долл. США, выпущенные в 2012 г. со сроком погашения в 2019 г. Группа провела оценку концентрации риска в отношении рефинансирования своей задолженности и пришла к заключению, что такой риск не является высоким.

Существует достаточный доступ к источникам финансирования, и если какая-либо задолженность будет подлежать погашению в течение ближайших двенадцати месяцев, она может быть покрыта за счет займов у существующих кредиторов.

В следующей таблице представлена информация о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств:

31 декабря 2011 г.	**До востребования**	**Менее 3 месяцев**	**3-12 месяцев**	**1-5 лет**	**Более 5 лет**	**Итого**
Займы	–	13 271	53 375	663 063	–	729 709
Торговая кредиторская задолженность	81 914	–	–	–	–	81 914
Прочие краткосрочные обязательства	8 371	–	–	–	–	8 371
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4 124	14 689	19 844
	90 285	**13 529**	**54 148**	**667 187**	**14 689**	**839 838**

31 декабря 2012 г.	**До востребования**	**Менее 3 месяцев**	**3-12 месяцев**	**1-5 лет**	**Более 5 лет**	**Итого**
Займы	–	–	49 613	264 451	639 800	953 864
Торговая кредиторская задолженность	58 390	–	–	–	–	58 390
Прочие краткосрочные обязательства	10 437	–	–	–	–	10 437
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4 124	13 402	18 557
	68 827	**258**	**50 386**	**268 575**	**653 202**	**1 041 248**

31 декабря 2013 г.	До востребования	Менее 3 месяцев	3-12 месяцев	1-5 лет	Более 5 лет	Итого
Займы	–	–	43 613	259 902	594 691	898 206
Торговая кредиторская задолженность	58 518	–	–	–	–	58 518
Прочие краткосрочные обязательства	22 524	–	–	–	–	22 524
Задолженность перед Правительством Казахстана	–	258	773	4 124	12 371	17 526
	81 042	**258**	**44 386**	**264 026**	**607 062**	**996 774**

Кредитный риск

Финансовые инструменты, которые могут подвергать Группу кредитному риску, в основном состоят из дебиторской задолженности и денежных средств в банках. Максимальная подверженность кредитному риску представлена балансовой стоимостью каждого финансового актива. Группа оценивает максимальную подверженность риску как сумму торговой дебиторской задолженности и наличных денежных средств и их эквивалентов.

Группа размещает свою наличность в тенге в ДБ АО «Сбербанк», который имеет кредитный рейтинг Baa2 (стабильный), присвоенный рейтинговым агентством Moody's, а также размещает наличность в долларах США в BNP Paribas, A2 (стабильный), и ING Belgium, A2 (негативный), присвоенный рейтинговым агентством Moody's на 31 декабря 2013 года. Группа не выдает гарантии по обязательствам прочих сторон.

Группа реализует свои товары и производит предоплаты только признанным, кредитоспособным третьим сторонам. Кроме того, Группа на постоянной основе осуществляет контроль над сальдо дебиторской задолженности, в результате чего риск возникновения у Группы безнадежной дебиторской задолженности, а также невозмещаемых авансовых платежей является незначительным, следовательно, риск неуплаты является низким.

Управление кредитными рисками покупателей осуществляет каждое бизнес-подразделение в соответствии с установленной политикой, процедурами и механизмами контроля Группы, относящимися к управлению кредитными рисками покупателей. Кредитное качество покупателя оценивается на основе подробной карты балльных оценок. Регулярно проводится мониторинг непогашенной дебиторской задолженности покупателей.

Анализ на предмет обесценения проводится на каждую отчетную дату отдельно для каждого крупного клиента. Максимальная величина кредитного риска на отчетную дату составляет балансовую стоимость каждого класса финансовых активов. Группа не привлекает гарантии в качестве обеспечения. Группа оценивает риск концентрации в отношении торговой дебиторской задолженности как низкий, поскольку ее покупатели расположены в нескольких юрисдикциях, работают в различных отраслях и на рынках, которые, в основном, не зависят друг от друга.

Риск изменения цен на сырьевые товары

Группа подвержена риску колебаний цен на сырую нефть, которые устанавливаются в долларах США на международных рынках. Группа осуществляет подготовку годовых бюджетов и периодических прогнозов, вместе с анализом «чувствительности», в отношении различных уровней цен на сырую нефть в будущие периоды.

Помимо хеджирования, описанного в Примечаниях 27 и 32, Группа не хеджирует свои риски, связанные с колебаниями цен на сырую нефть.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Ниже приведено сравнение финансовых инструментов Группы (по классам) по балансовой и справедливой стоимости, за исключением тех инструментов, балансовая стоимость которых разумно приближена к их справедливой стоимости:

	Балансовая стоимость			Справедливая стоимость		
	По состоянию на 31 декабря 2011 г.	По состоянию на 31 декабря 2012 г.	По состоянию на 31 декабря 2013 г.	По состоянию на 31 декабря 2011 г.	По состоянию на 31 декабря 2012 г.	По состоянию на 31 декабря 2013 г.
Финансовые обязательства.....			*(тыс. долл. США)*			
Займы с начислением процентов.....	447 532	622 894	628 423	445 950	692 828	686 795
Итого.....	**447 532**	**622 894**	**628 423**	**445 950**	**692 828**	**686 795**

По оценкам руководства, наличные денежные средства и их эквиваленты, краткосрочные депозиты, торговая дебиторская задолженность, торговая кредиторская задолженность и прочие краткосрочные обязательства в целом близки к их балансовой стоимости ввиду краткосрочного характера таких инструментов. Размер ответственности по потенциально возможной компенсации по соглашениям о покупке Дарьинского и Южно-Гремячинского нефтегазовых месторождений (Примечание 12) был признан по справедливой стоимости, которая была оценена как равная по отношению к его номинальной стоимости, ввиду их краткосрочного характера и, соответственно, отнесен к 3 категории внутри иерархии справедливой стоимости. В 2013 году не было никаких выгод или упущений из справедливой стоимости потенциально возможной компенсации.

Справедливая стоимость финансовых активов и обязательств представляет собой сумму, по которой инструмент может быть обменен между сторонами, действующими без принуждения, за исключением ситуаций с вынужденной реализацией или реализацией при ликвидации. Справедливая стоимость облигаций, по которым предоставляются котировки, основана на ценовых котировках на отчетную дату и имеет Уровень 1 в рамках иерархии справедливой стоимости.

Управление капиталом

Для целей управления капиталом Группы капитал включает выпущенный капитал, дополнительный оплаченный капитал и все иные капитальные резервы, которые относятся к владельцам акций материнской компании. Главной целью управления капиталом Группы является максимизация акционерной стоимости.

Для достижения это главной цели управление капиталом Группы, среди прочего, направлено на обеспечения того, чтобы Группа соблюдала свои финансовые односторонние обязательства, предусмотренные условиями облигаций, которые определяют требования к структуре капитала. Нарушение финансовых односторонних обязательств позволит заемщикам потребовать немедленного погашения задолженности по такому займу. В текущем периоде, а также в предшествующем периоде никаких нарушений финансовых односторонних обязательств по облигациям не было.

Группа управляет своей структурой капитала и вносит корректировки в свете изменений экономической ситуации и финансовых обязательств. Для поддержания или корректировки структуры капитала Группа может корректировать дивиденды, выплачиваемые участникам, возвращать капитал участникам или увеличивать капитал товарищества. Группа производит мониторинг капитала при помощи коэффициента

доли заемных средств, который рассчитывается как чистая задолженность, разделенная на совокупный капитал плюс чистая задолженность. Политика Группы заключается в поддержании коэффициента доли заемных средств на уровне между 20% и 40%. Группа относит к чистой задолженности займы и кредиты, предусматривающие начисление процентов, за вычетом наличных денежных средств, краткосрочных депозитов и долгосрочных депозитов, без учета прекращенных операций.

	По состоянию на 31 декабря 2011 г.	По состоянию на 31 декабря 2012 г.	По состоянию на 31 декабря 2013 г.
		(тыс. долл. США)	
Займы с начислением процентов	447 532	622 894	628 423
За вычетом: наличных денежных средств и их эквивалентов и депозитов	(128 469)	(251 382)	(244 131)
Чистая задолженность	**319 063**	**371 512**	**384 292**
Акционерный капитал	585 231	695 104	832 451
Совокупный капитал	**585 231**	**695 104**	**832 451**
Капитал и чистая задолженность	**904 294**	**1 066 616**	**1 216 743**
Коэффициент доли заемных средств	35%	35%	32%

За годы. закончившиеся 31 декабря 2013 г., 2012 г. и 2011 г., никаких изменений не было внесено в цели, политики или процедуры управления капиталом.

32. События после отчетного периода

23 января 2014 г. в контракт о геологоразведочных работах и добыче углеводородов на Дарьинском месторождении были внесены изменения, согласно которым ТОО «Жаикмунай» обязано:

(i) потратить не менее 200 тыс. долл. США на обучение персонала, привлеченного к работам по контракту на этапе разведки;

(ii) потратить 225 тыс. долл. США на финансирование объектов социальной инфраструктуры в регионе;

(iii) вложить не менее 20 355 тыс. долл. США в разведку месторождения в течение этапа разведки;

(iv) создать ликвидационный фонд (специальный депозитный счет в местном банке) в размере 208 тыс. долл. США.

23 января 2014 г. в контракт о геологоразведочных работах и добыче углеводородов на Южно-Гремячинском месторождении были внесены изменения, согласно которым ТОО «Жаикмунай» обязано:

(i) потратить не менее 200 тыс. долл. США на обучение персонала, привлеченного к работам по контракту на этапе разведки;

(ii) потратить 1 050 тыс. долл. США на финансирование объектов социальной инфраструктуры в регионе;

(iii) вложить не менее 19 850 тыс. долл. США в разведку месторождения в течение этапа разведки;

(iv) возместить расходы предыдущих периодов в размере 96 тыс. долл. США; и

(v) создать ликвидационный фонд (специальный депозитный счет в местном банке) в размере 244 тыс. долл. США.

Оставшаяся часть условного встречного предоставления 5300 тыс. долл. США (312 168 910 тенге по Дарьинскому месторождению и 487 375 905 тенге по Южно-Гремячинскому месторождению) была выплачена продавцам в январе 2014 г.

11 февраля 2014 г. была произведена девальвация тенге по отношению к доллару США и другим основным валютам. Обменный курс до и после девальвации составил 155 тенге за 1 доллар США и 185 тенге за 1 доллар США, соответственно.

14 февраля 2014 г. Nostrum Oil & Gas Finance B.V., дочернее предприятие Zhaikmunai Netherlands B.V. (учрежденная 15 января 2014 г.), выпустила облигации на сумму 400 млн. долларов США с процентной ставкой 6,325% со сроком погашения в 2019 г. Данные Облигации гарантируются на солидарной основе Nostrum Oil & Gas LP и всеми его дочерними предприятиями, за исключением Nostrum Oil & Gas Finance B.V. 28 февраля 2014 гг. ТОО «Жаикмунай» заключило договор купли-продажи и передачи с Zhaikmunai Netherlands B.V. в отношении приобретения акционерного капитала Nostrum Oil & Gas Finance B.V.

3 марта 2014 г., действуя в соответствии со своей политикой хеджирования, ТОО «Жаикмунай» заключило, без несения каких-либо расходов незамедлительно, новый договор хеджирования в отношении продажи нефти в размере 7 500 барр./день, на общий объем 5 482 500 барр., со сроком действия до 29 февраля 2016 г. Контрагентом по договору хеджирования выступил Citibank. На основании договора хеджирования ТОО «Жаикмунай» приобрело опцион на продажу по цене 85 долл. США/барр., что позволило обеспечить защиту от падения цен до уровня ниже 85 долл. США/барр. В рамках такого договора ТОО «Жаикмунай» также реализовало опцион на покупку по цене 111,5 долл. США/барр. и приобрело опцион на покупку по цене 117,5 долл. США/барр., что позволило ТОО «Жаикмунай» получить выгоду от цен на нефть свыше 111,5 долл. США/барр. и свыше 117,5 долл. США/барр.

ЧАСТЬ 15
ОТЧЕТ КОМПЕТЕНТНОГО ЛИЦА

16 декабря 2013 г.

Директорам
Nostrum Oil & Gas plc
4-ый этаж
53-54 Гровнор Стрит
Лондон, W1K 3HU
Великобритания

Nostrum Oil & Gas LP
В лице его Генерального партнера, Nostrum Oil & Gas Group Limited
7-ой этаж, Англо Интернешнл Хаус
Лорд Стрит, Даглас
Остров Мэн IM14LN

Вним.: Кая-Уве Кесселя
Главного управляющего директора

Deutsche Bank AG, лондонское отделение
Винчестер Хаус
1 Грейт Винчестер Стрит
Лондон, EC2N 2DB
Великобритания

Господа:

По запросу Nostrum Oil & Gas plc («**Эмитент**») и Nostrum Oil & Gas LP, Ryder Scott Company, L.P (Ryder Scott) подготовила Отчет компетентного лица («**ОКЛ**»), в котором содержится оценка доказанных, вероятных и возможных запасов углеводородов, будущей добычи и доходов от доказанных и вероятных запасов углеводородов, полученная на основе определенных Соглашений о Разделе Продукции («**СРП**»), заключенных в отношении четырех лицензионных участков между Республикой Казахстан и ТОО «Жаикмунай» (Жаикмунай), по состоянию на 31 августа 2013 года. Этот ОКЛ требуется для целей составления проспекта, который готовится в отношении предполагаемого включения акций Эмитента («**Допуск**») в Официальный котировальный список ценных бумаг, котируемых на Лондонской фондовой бирже, Управления Великобритании по листингу («**УВЛ**»), а также должен быть включен в проспект, относящийся к такому Допуску. Оценка объемов запасов и условных ресурсов, включенная в настоящий отчет, была произведена на основании определений и принципов раскрытия информации, содержащихся в Системе управления углеводородными ресурсами (ОИН-СУУР) Общества инженеров-нефтяников (ОИН), Всемирного нефтяного совета (ВНС), Американской ассоциации геологов-нефтяников (ААГН) и Ассоциации инженеров по подсчету запасов нефти (АИПЗН), основанных на не растущих ценовых и стоимостных показателях (сценарий ОИН-СУУР, основанный на применении постоянных величин). Данные о доходах оценивались с использованием будущих ценовых и стоимостных показателей, указанных в данном отчете и сохранявшихся на постоянном уровне на всем протяжении существования имущественных объектов (сценарий ОИН-СУУР, основанный на применении постоянных величин). В настоящем отчете представлены результаты нашего независимого исследования, завершенного 16 декабря 2013 года.

Имущественные объекты, которые были оценены компанией Ryder Scott, представляют собой 100 процентов общего объема чистых доказанных, вероятных и возможных запасов жидких углеводородов, и 100 процентов общей суммы чистых доказанных, вероятных и возможных запасов газа Жаикмунай по состоянию на 31 августа 2013 года. Эта оценка также представляет собой 100 процентов общего объема условных ресурсов жидких углеводородов, и 100 процентов общей суммы условных газовых ресурсов Жаикмунай по состоянию на 31 августа 2013 года.

Жаикмунай владеет правами на некоторые нефтегазовые активы на Чинаревском месторождении, расположенном в Республике Казахстан. Жаикмунай заключило как Лицензионное соглашение, так и Соглашение о разделе продукции («**СРП**») с Республикой Казахстан в мае 1997 года и в октябре 1997 года, соответственно. В СРП установлены параметры разведки и разработки месторождения, а также размеры вознаграждений, основания для раздела продукции и налоги, подлежащие уплате Республике Казахстан.

Жаикмунай владеет правами на некоторые нефтегазовые активы, в отношении которых лицензии были приобретены недавно, а именно на Ростошинское, Южно-Гремячинское и Дарьинское месторождения, расположенные в Республике Казахстан. Общая площадь месторождений известна как Проект Trident (Trident). Жаикмунай заключило как Лицензионное соглашение, так и Соглашение о Разделе Продукции («**СРП**») с Республикой Казахстан в марте 2013 года. В СРП установлены параметры разведки и разработки месторождения, а также размеры вознаграждений, основания для раздела продукции и налоги, подлежащие уплате Республике Казахстан.

Данные о доходах оценивались с использованием внутрикорпоративной политики ценообразования Nostrum Oil & Gas LP. В результате воздействия как экономических, так и политических сил, существует значительная неопределенность относительно прогнозирования будущих цен на углеводороды. Извлекаемые запасы и получаемый в результате этого доход имеют прямое отношение к фактически полученной цене на углеводороды; таким образом, объемы действительно извлеченных запасов и суммы действительно полученного дохода могут существенно отличаться от рассчитанных величин, представленных в данном отчете. Результаты данного исследования кратко изложены ниже:

ТОО «Жаикмунай»

Оцененные будущие запасы и доход,
получаемые по условиям Соглашений о разделе продукции
между Республикой Казахстан и ТОО «Жаикмунай»
на Чинаревском месторождении и месторождениях Trident
по состоянию на 31 августа 2013 года

	Доказанные запасы			
	Разработанные			
	Добываемые	**Недобываемые**	**Неразработанные**	**Общий объем доказанных запасов/общая сумма доходов от доказанных запасов**
Чистые остаточные запасы				
Нефть/Конденсат – Баррелей	38 016 000	3 514 000	29 215 000	70 746 000
Продукты переработки – Баррелей	13 840 000	1 653 000	10 786 000	26 278 000
Газ – МКФ	234 000	20 000	173 000	428 000
Данные о доходе(млн. долл. США)				
Будущий валовой доход	$ 4 424 000	$ 427 000	$ 3 393 000	$ 8 243 000
Удержания	1 676 000	169 000	1 354 000	3 200 000
Будущий чистый доход (БЧД)	$ 2 748 000	$ 258 000	$ 2 039 000	$ 5 044 000
Дисконтированный БДЧ в 10%				

ТОО «Жаикмунай» Оцененные будущие запасы и доход, получаемые по условиям Соглашений о разделе продукции между Республикой Казахстан и ТОО «Жаикмунай» на Чинаревском месторождении и месторождениях Trident по состоянию на 31 августа 2013 года

	Вероятные запасы		
	Недобываемые	**Неразработанные**	**Общий объем вероятных запасов/общая сумма доходов от вероятных запасов**
Чистые остаточные запасы			
Нефть/Конденсат – Баррелей	16 877 000	87 303 000	104 180 000
Продукты переработки – Баррелей	6 558 000	31 952 000	38 510 000
Газ – МКФ	96 000	1 000 000	1 097 000
Данные о доходе (млн. долл. США)			
Будущий валовой доход	$ 1 945 000	$ 11 208 000	$ 13 153 000
Удержания	800 000	4 754 000	5 554 000
Будущий чистый доход (БЧД)	$ 1 145 000	$ 6 454 000	$ 7 599 000
Дисконтированный БДЧ в 10%	$ 365 000	$ 2 714 000	$ 3 079 000

ТОО «Жаикмунай» Оцененные будущие запасы и доход, получаемые по условиям Соглашений о разделе продукции между Республикой Казахстан и ТОО «Жаикмунай» на Чинаревском месторождении и месторождениях Trident по состоянию на 31 августа 2013 года

	Доказанные + Вероятные запасы			
	Разработанные			**Общий объем доказанных + вероятных запасов/ общая сумма доходов от доказанных + вероятных запасов**
	Добываемые	**Недобываемые**	**Неразработанные**	
Чистые остаточные запасы				
Нефть/Конденсат – Баррелей	38 016 000	20 392 000	116 518 000	174 926 000
Продукты переработки – Баррелей	13 840 000	8 210 000	42 738 000	64 788 000
Газ – МКФ	234 000	117 000	1 173 000	1 524 000
Данные о доходе (млн. долл. США)				
Будущий валовой доход	$ 4 424 000	$ 2 371 000	$ 14 601 000	$ 21 396 000
Удержания	$ 1 676 000	$ 969 000	$ 6 108 000	$ 8 754 000
Будущий чистый доход (БЧД)	$ 2 748 000	$ 1 402 000	$ 8 493 000	$ 12 643 000
Дисконтированный БДЧ в 10%	$ 1 570 000	$ 517 000	$ 3 700 000	$ 5 786 000

Стандартной единицей объема жидких углеводородов является баррель, составляющий 42 галлона. Все объемы газа отражаются по принципу «после продажи» и выражаются в миллионах кубических футов (МКФ) по официальным базисным показателям температуры и давления на тех территориях, где расположены запасы газа. Чистые остаточные запасы и объемы условных ресурсов также указаны в настоящем отчете в эквивалентных единицах, при которых единицы исчисления объема природного газа преобразованы в эквивалентные единицы исчисления, используемые в отношении нефти, с использованием показателя 6 000 кубических футов природного газа на один баррель в нефтяном эквиваленте. МБНЭ означает миллион баррелей в нефтяном эквиваленте. В данном отчете данные в отношении прибыли, удержаний и дохода выражены в тысячах долларов США (тыс. долл. США).

Будущий валовой доход указан после удержания роялти, подлежащих уплате Республике Казахстан по условиям Соглашения о разделе продукции. Удержания представляют собой прямые затраты на эксплуатацию скважин, затраты на повторное заканчивание скважины, затраты на бурение и заканчивание скважины, затраты на газоперерабатывающую установку, другие затраты на инфраструктуру, выплаты бонуса за достижение определенного уровня добычи, а также затраты на ликвидацию скважины. Будущий валовой доход указан до удержания подоходных налогов Республикой Казахстан и до вычета общих административных накладных расходов, и не был скорректирован с учетом возможных имеющихся непогашенных займов, а также не учитывает кассовую наличность или нераспределенный доход.

Запасы жидких углеводородов составляют примерно 88 процентов общего размера будущего валового дохода от доказанных запасов, и запасы газа составляют оставшиеся 12 процентов общего размера будущего валового дохода от доказанных запасов, указанных в настоящем отчете. Запасы жидких углеводородов составляют примерно 81 процент от общего размера будущего валового дохода от вероятных запасов, и запасы газа составляют оставшиеся 19 процентов общего размера будущего валового дохода от вероятных запасов, указанных в настоящем отчете.

Дисконтированный будущий чистый доход, указанный выше, был рассчитан с использованием ставки дисконтирования в размере 10 процентов в год, начисляемой ежемесячно. Будущий чистый доход был уменьшен с использованием четырех других ставок дисконтирования, которые также начислялись ежемесячно. Результаты этого в кратком виде представлены в следующей таблице:

Дисконтированный будущий чистый доход (млн. долл. США)
по состоянию на 31 августа 2013 года

Ставка дисконтирования, в процентах	Общий объем доказанных запасов	Общий объем вероятных запасов	Общий объем доказанных + вероятных запасов
12	$ 2 441 000	$ 2 604 000	$ 5 045 000
15	$ 2 112 000	$ 2 037 000	$ 4 150 000
20	$ 1 702 000	$ 1 369 000	$ 3 071 000
25	$ 1 408 000	$ 926 000	$ 2 335 000

Указанные выше результаты представлены для вашего сведения, и не должны толковаться как наша оценка справедливой рыночной стоимости.

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Оцененные будущие запасы и доход,
получаемые по условиям Соглашений о разделе продукции
между Республикой Казахстан и ТОО «Жаикмунай»,
на Чинаревском месторождении и месторождениях Trident
по состоянию на 31 августа 2013 года

	Доказанные запасы			
	Разработанные			
	Добываемые	Недобываемые	Неразработанные	Общий объем доказанных запасов/общая сумма доходов от доказанных запасов
Чистые остаточные запасы				

	Доказанные запасы			
	Разработанные			
	Добываемые	Недобываемые	Неразработанные	Общий объем доказанных запасов/общая сумма доходов от доказанных запасов
Нефть/Конденсат – Баррелей	38 016 000	3 514 000	29 215 000	70 746 000
Продукты переработки – Баррелей	13 840 000	1 653 000	10 786 000	26 278 000
Газ – МКФ	234 000	20 000	173 000	428 000
Данные о доходе (млн. долл. США)				
Будущий валовой доход	$4 424 000	$427 000	$3 393 000	$8 243 000
Удержания	1 676 000	169 000	1 354 000	3 200 000
Будущий чистый доход (БЧД)	$2 747 000	$257 000	$2 039 000	$5 044 000
Дисконтированный БДЧ в 10%				

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Оцененные будущие запасы и доход,
получаемые по условиям Соглашений о разделе продукции
между Республикой Казахстан и ТОО «Жаикмунай»,
на Чинаревском месторождении и месторождениях Trident
по состоянию на 31 августа 2013 года

	Вероятные запасы		
	Недобываемые	Неразработанные	Общий объем вероятных запасов/общая сумма доходов от вероятных запасов
Чистые остаточные запасы			
Нефть/Конденсат – Баррелей	14 653 000	85 696 000	100 348 000
Продукты переработки – Баррелей	6 085 000	31 781 000	37 865 000
Газ – МКФ	81 000	517 000	598 000
Данные о доходе (млн. долл. США)			
Будущий валовой доход	$ 1 724 000	$ 9 933 000	$ 11 657 000
Удержания	665 000	3 726 000	4 392 000
Будущий чистый доход (БЧД)	$ 1 059 000	$ 6 207 000	$ 7 266 000
Дисконтированный БДЧ в 10%			

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Оцененные будущие запасы и доход,
получаемые по условиям Соглашений о разделе продукции
между Республикой Казахстан и ТОО «Жаикмунай»,
на Чинаревском месторождении и месторождениях Trident
по состоянию на 31 августа 2013 года

	Доказанные + Вероятные запасы			
	Разработанные			
	Добываемые	Недобываемые	Неразработанные	Общий объем доказанных + вероятных запасов/ общая сумма доходов от доказанных + вероятных запасов
Чистые остаточные запасы				

	Доказанные + Вероятные запасы			
	Разработанные			
	Добываемые	Недобываемые	Неразработанные	Общий объем доказанных + вероятных запасов/ общая сумма доходов от доказанных + вероятных запасов
Нефть/Конденсат – Баррелей	38 016 000	18 167 000	114 911 000	171 095 000
Продукты переработки – Баррелей	13 840 002	7 737 000	42 567 000	64 144 000
Газ – МКФ	234 000	101 000	690 000	1 025 000
Данные о доходе (млн. долл. США)				
Будущий валовой доход	$ 4 424 000	$ 2 151 000	$ 13 326 000	$ 19 901 000
Удержания	1 676 000	834 000	5 081 000	7 591 000
Будущий чистый доход (БЧД)	$ 2 747 000	$ 1 316 000	$ 8 246 000	$ 12 310 000
Дисконтированный БДЧ в 10%	$ 1 570 000	$ 496 000	$ 3 676 000	$ 5 741 000

В приведенных ниже таблицах указаны данные по валовым остаточным запасам на Чинаревском месторождении до начала действия условий соглашения о разделе продукции и вплоть до окончания срока действия лицензии.

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Оцененные будущие запасы
по состоянию на 31 августа 2013 года

	Доказанные запасы			
	Разработанные			
	Добываемые	Недобываемые	Неразработанные	Общий объем доказанных запасов
Нефть/Конденсат – Баррелей	42 529 000	3 958 000	33 014 000	79 501 000
Продукты переработки – Баррелей	15 485 000	1 851 000	12 195 000	29 530 000
Газ – МКФ (после сжатия)	262 000	23 000	196 000	481 000

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Оцененные будущие запасы
по состоянию на 31 августа 2013 года

	Вероятные запасы			
	Разработанные			
	Добываемые	Недобываемые	Неразработанные	Общий объем вероятных запасов
Нефть/Конденсат – Баррелей	0	16 480 000	97 266 000	113 746 000
Продукты переработки – Баррелей	0	6 857 000	36 049 000	42 906 000
Газ – МКФ (после сжатия)	0	91 000	586 000	677 000

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Оцененные будущие запасы
по состоянию на 31 августа 2013 года

	Доказанные + Вероятные запасы			
	Разработанные			
	Добываемые	Недобываемые	Неразработанные	Общий объем доказанных + вероятных запасов

	Доказанные + Вероятные запасы			
	Разработанные			
	Добываемые	Недобываемые	Неразработанные	Общий объем доказанных + вероятных запасов
Нефть/Конденсат – Баррелей	42 529 000	20 438 000	130 280 000	193 247 000
Продукты переработки – Баррелей	15 485 000	8 708 000	48 244 000	72 437 000
Газ – МКФ (после сжатия)	262 000	114 000	782 000	1 157 000

Случаи чувствительности цены для Чинаревского месторождения

Чувствительность будущего чистого дохода и будущего чистого дохода, дисконтированного на 10 процентов, к изменениям прогноза базисной цены была оценена и кратко сформулирована в нижеприведенных таблицах. Базисный прогноз по нефти составлял 85,00 долларов США за баррель в 2010 году и эта цена оставалась неизменной все время. Цена на нефть для каждого случая чувствительности указана в скобках.

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ
Доказанные запасы
по состоянию на 31 августа 2013 года

Цена	Величина отклонения	Будущий чистый доход (млн. долл. США)	Будущий чистый доход (млн. долл. США), дисконтированный на @10%
+20%	($102,00)	$6 627 000	$3 609 000
+10%	($ 93,50)	$5 836 000	$3 158 000
-10%	($ 76,50)	$4 250 000	$2 255 000
-20%	($ 68,00)	$3 454 000	$1 801 000

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ
Доказанные запасы
по состоянию на 31 августа 2013 года

Цена	Величина отклонения	Будущий чистый доход (млн. долл. США)	Будущий чистый доход (млн. долл. США), дисконтированный на @10%
+20%	($102,00)	$9 508 000	$4 052 000
+10%	($ 93,50)	$8 388 000	$3 544 000
-10%	($ 76,50)	$6 142 000	$2 524 000
-20%	($ 68,00)	$5 015 000	$2 012 000

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ
Доказанные запасы
по состоянию на 31 августа 2013 года

Цена	Величина отклонения	Будущий чистый доход (млн. долл. США)	Будущий чистый доход (млн. долл. США), дисконтированный на @10%
+20%	($102,00)	$16 135 000	$7 661 000
+10%	($ 93,50)	$14 225 000	$6 702 000
-10%	($ 76,50)	$10 392 000	$4 779 000
-20%	($ 68,00)	$ 8 469 000	$3 813 000

МЕСТОРОЖДЕНИЯ TRIDENT

Оцененные будущие запасы и доход,
получаемые по условиям Соглашений о разделе продукции
между Республикой Казахстан и ТОО «Жаикмунай»,
на Чинаревском месторождении и месторождениях Trident
по состоянию на 31 августа 2013 года

	Вероятные запасы		
	Недобываемые	Неразработанные	Общий объем вероятных запасов/общая сумма доходов от вероятных запасов
Чистые остаточные запасы			
Нефть/Конденсат – Баррелей	2 225 000	1 607 000	3 832 000
Продукты переработки – Баррелей	473 000	172 000	644 000
Газ – МКФ	16 000	483 000	499 000
Данные о доходе (млн. долл. США)			
Будущий валовой доход	$ 221 000	$ 1 275 000	$ 1 496 000
Удержания	135 000	1 028 000	1 162 000
Будущий чистый доход (БЧД)	$ 86 000	$ 247 000	$ 333 000
Дисконтированный БДЧ в 10%			

Случаи чувствительности цены для месторождения Trident

Чувствительность будущего чистого дохода и будущего чистого дохода, дисконтированного на 10 процентов, к изменениям прогноза базисной цены была оценена и кратко сформулирована в нижеприведенных таблицах. Базисный прогноз по нефти составлял 85,00 долларов США за баррель в 2010 году, и эта цена оставалась неизменной все время. Цена на нефть для каждого случая чувствительности указана в скобках.

ЧИНАРЕВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Доказанные запасы
по состоянию на 31 августа 2013 года

Цена Величина отклонения	Будущий чистый доход (млн. долл. США)	Будущий чистый доход (млн. долл. США), дисконтированный на @10%
+20% ($102,00).....	$461 000	$94 000
+10% ($ 93,50).....	$399 000	$70 000
-10% ($ 76,50).....	$258 000	$15 000
-20% ($ 68,00).....	$182 000	($11 000)

Информация о запасах и ресурсах, включенная в настоящий отчет

Доказанные, вероятные и возможные запасы, а также условные ресурсы, включенные в настоящий отчет, соответствуют определениям запасов и условных ресурсов, разработанным при поддержке и одобренным Обществом инженеров-нефтяников (ОИН), Всемирным нефтяным советом (ВНС), Американской ассоциацией геологов-нефтяников (ААГН) и Ассоциацией инженеров по подсчету запасов нефти (АИПЗН) как установлено в Системе управления углеводородными ресурсами ОИН/ВНС/ААГН/АИПЗН 2007 года (ОИН-СУУР). Сокращенная версия использованных в настоящем отчете терминов и определений запасов и условных ресурсов ОИН/ВНС/ААГН/АИПЗН включена в настоящий отчет в виде приложений, которые озаглавлены «Определения нефтяных запасов» и «Классификация и определения нефтяных ресурсов».

Различные категории состояния разработки и добычи запасов и условных ресурсов определены в приложении к настоящему отчету под названием «Определения и основополагающие принципы состояния углеводородных запасов и ресурсов». В настоящем отчете разработанные доказанные и вероятные недобываемые запасы состоят из категорий простаивающих и затрубных запасов.

Не было сделано попытки количественно измерить или иным способом учесть какие-либо возможно существующие накопленные дисбалансы добычи газа. Объемы газа, указанные в настоящем отчете, не включают в себя в качестве запасов объемы газа, потребленного в ходе эксплуатации.

Классификация запасов и ресурсов

Извлекаемые углеводородные ресурсы могут быть отнесены в соответствии с ОИН-СУУР к одной из трех основных групп ресурсов: перспективные ресурсы, условные ресурсы или резервы. Разница между перспективными и условными ресурсами зависит от того имеется ли одна или несколько скважин, а также от других показателей, указывающих на наличие потенциала для подвижных углеводородов (например, от состояния открытия). Открытые углеводородные ресурсы могут быть отнесены либо к условным ресурсам, либо к запасам, в зависимости от того, есть ли вероятность того, что, в случае, если проект будет реализован, он достигнет статуса промышленной добычи (например, вероятность достижения стадии промышленной значимости проекта). Отличие различных «классификаций» ресурсов друг от друга зависит от их состояния открытия и повышения вероятности достижения стадии промышленной значимости проекта. Промышленная значимость проекта определяется не только исключительно на основании экономического статуса проекта, который означает ситуацию, при которой доход, получаемый от эксплуатации, превышает расходы, связанные с, или относящиеся на счет, такой эксплуатации. Условия, рассматриваемые при определении вероятности достижения стадии промышленной значимости проекта, включают в себя технологические, экономические, юридические факторы, факторы окружающей среды, социальные и правительственные факторы. В то время как экономические факторы в целом связаны с издержками и ценами на продукцию, основополагающие факторы влияния

включают в себя, помимо прочих, рыночные условия, транспортную и перерабатывающую инфраструктуры, условия налогообложения и налоги.

Определенные прогнозные извлекаемые объемы были в настоящем отчете классифицированы как условные ресурсы в связи с наличием одного или нескольких непредвиденных обстоятельств. Эти непредвиденные обстоятельства относятся к геологической неопределенности, достаточности сейсмических данных для характеристики зоны резервуара, бурение для определения свойств резервуара, производственные испытания, проводимые в течение достаточного количества времени, для определения промышленной значимости проекта и потенциала резервуара.

Неопределенность, связанная с резервами и ресурсами

Все оценки запасов и ресурсов включают в себя оценку неопределенности, связанной с вероятностью того, что извлеченное действительное остаточное количество будет больше или меньше подсчитанного количества, установленного на дату проведения оценки. Неопределенность зависит, главным образом, от объема надежных инженерно-геологических данных, имеющихся в момент проведения оценки, и от расшифровки этих данных. Оценки, как правило, будут пересматриваться только при появлении дополнительных геологических или инженерных данных или при изменении экономических условий.

Запасы это «то количество углеводородов, которое, как предполагается, может быть извлечено в промышленном масштабе путем реализации проектов разработки известных залежей, начиная с указанной даты, при заданных условиях». Некоторый уровень неопределенности может быть отражен путем отнесения запасов к одной из двух основных категорий, либо к доказанным, либо к недоказанным запасам.

Доказанные запасы нефти и газа это «то количество углеводородов, которое, исходя из анализа геофизических и инженерных данных, может быть с достаточной достоверностью оценено как поддающееся извлечению в промышленных масштабах из известных резервуаров, начиная с определенной даты, при установленных экономических условиях, способах разработки и государственном регулировании».

Вероятность извлечения недоказанных запасов меньше, чем у доказанных запасов, и недоказанные запасы могут быть далее подразделены на вероятные и возможные запасы, чтобы обозначить прогрессивно растущую неопределенность возможности их извлечения. Вероятные запасы это «те дополнительные запасы, вероятность извлечения которых, как показывает анализ геофизических и инженерных данных, меньше, чем у доказанных запасов, но больше, чем у возможных запасов». Для вероятных запасов «одинаково возможно, что остаточные объемы углеводородов будут извлечены в количестве большем или меньшем, чем сумма оценочных доказанных и вероятных запасов» (суммарный объем 2P). Возможные запасы это «те дополнительные запасы, вероятность извлечения которых, как показывает анализ геофизических и инженерных данных, меньше, чем у вероятных запасов». Для вероятных запасов «маловероятно, что общее количество углеводородов, в конце концов извлеченное в рамках проекта, будет превышать общую сумму доказанных, вероятных и возможных запасов» (суммарный объем 3P).

Включенные в настоящий отчет запасы оценивались с использованием детерминистских методов, и представлены как объемы прироста. В соответствии с детерминистским методом прироста дискретные количественные величины запасов оцениваются и устанавливаются по отдельности, как доказанные, вероятные и возможные, на основе присущего им уровня неопределенности.

Условные ресурсы это «количество углеводородов, по оценкам потенциально извлекаемое на определенную дату из известных залежей в результате реализации проектов разработки, но которое в настоящее время не считается возможным для извлечения в промышленных масштабах по причине одного или нескольких непредвиденных обстоятельств». Включенные в

настоящий отчет условные ресурсы оценивались с использованием детерминистских методов, и представлены как объемы прироста.

Объемы запасов и количество дохода, относящиеся к различным классификациям запасов, которые включены в настоящий отчет, не были скорректированы так, чтобы отражать эти различные связанные с ними степени риска и, таким образом, не являются сопоставимыми. Количества углеводородов, отнесенных к категории запасов или условных ресурсов, не должны объединяться друг с другом без надлежащего рассмотрения существенных различий критериев, связанных с их классификацией. В частности, может существовать значительный риск того, что залежи, содержащие условные ресурсы, не достигнут уровня промышленного производства. Более того, оценки запасов и ресурсов могут расти или уменьшаться в результате будущих операций, последствий регулирования государственных органов или геополитических рисков. В результате оценкам нефтяных и газовых запасов и ресурсов присуща неопределенность. Таким образом, данные по запасам и условным ресурсам, включенные в настоящий отчет, являются только оценочными, и не должны считаться точными количественными показателями. Они могут быть, а могут и не быть, фактически извлечены, а, в случае их извлечения, полученная в результате прибыль и фактические связанные с ними затраты могут быть больше или меньше рассчитанных оценочных величин.

Запасы и ресурсы, получаемые по определенным Соглашениям о разделе продукции

Запасы, отраженные в настоящем отчете, ограничены периодом до истечения срока действия действующих соглашений, предоставляющих юридическое право на продукцию или долю прибыли, получаемой в результате такого производства, если только не существует разумного ожидания того, что срок действия соглашения будет продлен, соглашение будет возобновлено или будет заключено новое соглашение. На условные ресурсы, отраженные в настоящем отчете, может распространяться соглашение, предоставляющее юридическое право на продукцию или долю прибыли, получаемой в результате такого производства, которое подлежит согласованию сторонами. Извлекаемые объемы углеводородов относятся к категории условных ресурсов в тот период времени, когда в ходе таких переговоров между сторонами еще не установлено наличие разумного ожидания того, что будет заключено новое соглашение или срок действия настоящего соглашения будет продлен. Разумное ожидание отмечено как представляющее собой высокую степень уверенности в том, что срок действия соглашения будет продлен, соглашение будет возобновлено или будет заключено новое соглашение.

Более того, на имущественные объекты в различных странах могут распространяться значительно различающиеся договорные условия налогообложения, которые влияют на чистую прибыль Жаикмунай, получаемую в результате добычи этих объемов. Цены и экономическая доходность, получаемая на эти чистые объемы, могут значительно варьироваться в зависимости от условий этих соглашений. Таким образом, по возможности, Ryder Scott изучила условия налогообложения таких действующих или предложенных соглашений, и обсудила с Жаикмунай чистую экономическую выгоду от осуществления такой деятельности для определения чистых объемов углеводородов и получаемого от них чистого дохода. Ryder Scott не проводила всеобъемлющие анализ или проверку такой информации о соглашениях. Ни наш обзор такой информации о соглашениях, ни принятие нами заверений Жаикмунай в отношении такой информации о соглашениях не должны рассматриваться как юридическое заключение по данному вопросу.

Возможные последствия регулирования

Ryder Scott не проводила оценку региональных и геополитических рисков в стране, где Жаикмунай осуществляет деятельность или имеет долю в бизнесе. На осуществляемую Жаикмунай хозяйственную деятельность могут распространяться различные уровни государственного контроля и регулирования. Эти контроль и регулирование могут включать в себя вопросы, относящиеся к землевладению и аренде, законным правам на добычу

углеводородов, включая заключение, продление срока действия или прекращение срока действия соглашений о разделе продукции, условиям налогообложения в различных соглашениях о разделе продукции, технологиям бурения и добычи, защите окружающей среды, маркетинговой и ценовой политике, роялти, различным налогам и сборам, включая налог на прибыль, а также к внешней торговле и иностранным инвестициям, и могут время от времени изменяться. Такие изменения в государственном регулировании и политике могут привести к тому, что объемы фактически извлеченных запасов и условных ресурсов и фактически полученного размера дохода будут значительно отличаться от рассчитанных оценочных величин.

Представленные в настоящем отчете оценки запасов и условных ресурсов основывались на подробном изучении имущественных объектов, доли в которых принадлежат Жаикмунай на праве собственности, однако, мы не осуществляли никакой выездной проверки имущественных объектов. Данный отчет не учитывает потенциальную ответственность за ущерб, нанесенный окружающей среде, которая может иметь место, а также в него не были включены какие-либо затраты в отношении потенциальной ответственности по уплате ущерба, связанного с восстановлением или очисткой если таковой имел место, и понесенного в ходе прошлых режимов эксплуатации.

Методология, используемая при оценке запасов и ресурсов

Оценка количественных величин запасов и ресурсов включает в себя два различных расчета. Первый расчет имеет результатом оценку количественной величины извлекаемых нефти и газа, а второй расчет имеет результатом оценку неопределенности, связанной с этими рассчитанными количественными величинами. Процесс оценки количественных величин извлекаемых запасов и ресурсов нефти и газа основывается на использовании определенных общепризнанных процедур анализа. Эти процедуры анализа подразделяются на три широкие категории или методы: (1) методы, основанные на результатах деятельности, (2) объемные методы и (3) методы аналогии. Эти методы могут использоваться по отдельности или в сочетании оценщиком запасов в процессе расчета количественной величины запасов и/или ресурсов. Оценщики запасов должны выбрать метод или сочетание методов, которые, по их профессиональному мнению, являются наиболее уместными с учетом существа и количества надежных геофизических и инженерных данных, имеющихся в момент проведения оценки, установленных и ожидаемых эксплуатационных характеристик оцениваемого резервуара, и стадии разработки или степени разработки на имущественном объекте.

Во многих случаях анализ доступных геофизических и инженерных данных и последующая интерпретация этих данных могут указать на ряд возможных результатов оценки независимо от метода, выбранного оценщиком. Когда определен интервал в количестве извлекаемых углеводов, оценщик должен определить неопределенность, связанную с количеством прироста этих извлекаемых углеводородов. Если количественные величины оцениваются с использованием детерминистского метода прироста, неопределенность в отношении каждой дискретной количественной величины устанавливается в рамках категории запасов или ресурсов, присвоенной оценщиком. Таким образом, именно отнесение извлекаемых количественных величин прироста к определенной категории решает вопрос неопределенности, присущей оцененным в данном отчете количественным величинам.

Оценки количественных величин запасов и ресурсов, а также их соответствующие категории или классификации могут быть впоследствии пересмотрены по мере появлении дополнительных геофизических или инженерных данных. Более того, оценки извлекаемых количественных величин и их соответствующие категории или классификации также могут быть впоследствии пересмотрены вследствие иных факторов, таких как изменения экономических условий, результаты будущих операций, последствия регулирования государственных органов или геополитические или экономические риски, как было отмечено выше в настоящем отчете.

Запасы и условные ресурсы в отношении включенных в настоящий отчет имущественных объектов оценивались методами, основанными на результатах деятельности, объемным методом, методом аналогии, либо с использованием сочетания методов. В целом, запасы, относимые на эксплуатационные скважины и/или резервуары, оценивались с применением методов, основанных на результатах деятельности, либо с использованием сочетания методов. Эти методы, основанные на результатах деятельности, включают в себя, но могут не ограничиваться, анализ кривых падения добычи, метод материального баланса и/или моделирования резервуара, при котором была использована экстраполяция доступных в течение августа 2013 года данных по добыче и давлению за прошлые периоды, в тех случаях, когда такие данные считались исчерпывающими Данные, использованные при этом анализе, были предоставлены Ryder Scott компанией Жаикмунай, и рассматривались как достаточные для целей анализа. В отдельных случаях, добываемые запасы оценивались при помощи объемного метода, метода аналогии, или с использованием сочетания методов. Эти методы использовались в ситуациях, когда не было достаточных данных в отношении эксплуатации за прошлые периоды для установления четкой тенденции, и когда использование данных о динамике добычи в качестве основы для проведения оценки считалось нецелесообразным.

Запасы и условные ресурсы, относимые к недобываемым и неразработанным запасам, включенным в настоящий отчет, оценивались при помощи объемного метода, метода аналогии, или с использованием сочетания методов. При осуществлении объемного анализа использовались соответствующие данные о скважинах и о сейсмической разведке, предоставленные Ryder Scott компанией Жаикмунай. Данные, полученные из аналогов, а также данные о скважинах и о сейсмической разведке, включенные в наш объемный анализ, считались достаточными для его проведения.

Предположения и данные, принятые во внимание при проведении оценок запасов и ресурсов

Для оценки извлекаемых нефтяных и газовых запасов и ресурсов, и связанных с ними будущих чистых потоков денежных средств, мы учитываем много факторов и предположений, включая, в том числе, использование параметров резервуаров, полученных на основе геологических, геофизических и инженерных данных, которые невозможно прямо измерить, экономические критерии, основанные на предположениях об издержках и ценовых предположениях, как отмечено выше, а также прогнозы будущих темпов добычи. В соответствии с Разделом 2.2.2 и Таблицей 3 ОИН-СУУР, необходимо доказать, что, начиная с определенной даты, при установленных экономических условиях, способах разработки и государственном регулировании, доказанные запасы могут быть извлечены в промышленных масштабах. Мы применили аналогичный критерий экономической продуктивности к включенным в этот отчет вероятным и возможным запасам.

Жаикмунай сообщило нам, что они предоставили нам все счета на материалы (существенные счета), записи, геологические и инженерные данные, а также отчеты и иные данные, необходимые для проведения данного исследования. При подготовке нами наших прогнозов будущих объемов добычи и дохода мы опирались на данные, предоставленные компанией Жаикмунай в отношении имущественных интересов, принадлежащих на праве собственности или производных, данных пробных эксплуатаций и испытаний скважин по исследованным скважинам, обычных прямых затрат на эксплуатацию скважин или аренду, других затрат, таких как плата за транспортировку и/или переработку, налогов на стоимость и на добычу, затрат на повторное заканчивание скважины и на разработку, затрат на ликвидацию скважины после извлечения, стоимости продукции, геологических структурных карт и карт изохор, каротажа скважин, исследований керна, а также измерения давления. Ryder Scott изучила такие фактические данные с точки зрения их обоснованности, однако, мы не проводили независимой проверки данных, предоставленных компанией Жаикмунай.

В заключение, мы считаем предположения, данные, методы и аналитические процедуры, использованные в настоящем отчете, приемлемыми для целей настоящего отчета, и мы

использовали все методы и процедуры, которые считаем необходимыми и надлежащими для подготовки оценок запасов и условных ресурсов в настоящем отчете.

Будущие уровни добычи

В отношении тех скважин, на которых в настоящее время ведется добыча, наши прогнозы будущих уровней добычи основаны на данных о добыче за прошлые периоды. Если не было установлено наличие тенденции к спаду добычи, будущие уровни добычи сохранялись постоянными, либо, в случае необходимости, корректировались с учетом влияния сокращения, пока предполагался спад в способности к добыче. После этого расчетный темп спада применялся к истощению запасов месторождения. Если устанавливалась тенденция к спаду добычи, эта тенденция использовалась в качестве основы для расчета будущих уровней добычи.

Опытные данные и другая соответствующая информация использовались для оценки ожидаемых первоначальных уровней добычи для тех скважин и заложений, на которых в настоящее время не осуществляется добыча. Для запасов, которые еще не добываются, было рассчитано, что продажи начнутся в предполагаемую дату, представленную компанией Жаикмунай. Добыча на тех скважинах и заложениях, на которых в настоящее время не осуществляется добыча, может начаться раньше или позже, чем ожидается в соответствии с нашими оценками, в связи с непредвиденными обстоятельствами, приводящими к изменениям сроков начала добычи. Такими обстоятельствами могут являться задержки, вызванные погодными условиями, наличие буровых установок, последовательность бурения, заканчивание и/или повторное заканчивание скважин и/или установленные органами власти ограничения.

Будущие уровни добычи от скважин, на которых в настоящее время ведется добыча, или от скважин или заложений, на которых добыча в настоящее время не ведется, могут быть больше или меньше, чем первоначально рассчитанные, по причине изменений, таких как, в том числе, производительность резервуара, условия эксплуатации, связанные с объектами наземной инфраструктуры, компрессорный подъемник и насосно-компрессорная эксплуатация скважин, пропускная способность трубопровода и/или условия эксплуатации трубопровода, спрос на бирже товаров и/или разрешенный уровень добычи или иные установленные органами власти ограничения.

Цены на углеводороды

Первоначальные цены от 31 августа 2013 года, составлявшие 2407 долларов США за тыс. куб. футов газа, 60,65 долларов США за баррель газоконденсатных жидкостей (ГКЖ), и 85,00 долларов США за баррель конденсата и нефти, были определены компанией Жаикмунай. Эти цены сохранялись на постоянном уровне в течение всего срока службы имущественного объекта, за исключением ситуации, когда цены были установлены соглашениями.

Стоимость продукции, которая фактически использовалась в отношении каждого имущественного объекта, отражает поправки на гравитационную силу, качество, местные условия, плату за сбор и транспортировку и/или удаленность от рынка сбыта, которые все вместе в настоящем отчете именуются «дифференциалы». Дифференциалы, использованные при подготовке этого отчета, были предоставлены нам компанией Жаикмунай.

Воздействие производных инструментов, предназначенных для хеджирования цены на количество нефти и газа, не отражено в собственных оценках имущественных объектов компании Жаикмунай.

В то время как можно с разумным основанием ожидать, что будущая стоимость, полученная в результате продажи добываемой продукции, и затраты на эксплуатацию, а также иные затраты, относящиеся к такой добыче, также могут возрасти или снизиться по сравнению с

существующими уровнями, такие изменения не принимались во внимание в ходе осуществления настоящей оценки.

Затраты

Данные об эксплуатационных затратах в отношении аренды и скважин, содержащиеся в данном отчете, были представлены компанией Zhaikmunai, и основываются на отчетах Жаикмунай о расходах на эксплуатацию и включают в себя только те затраты, которые непосредственно относятся к аренде и скважинам. Затраты на эксплуатацию включают в себя часть общих и административных затрат, которые относятся непосредственно к аренде и скважинам. Затраты на эксплуатацию включали в себя как постоянные, так и переменные затраты, и, по нашему мнению, представляют собой предполагаемые возросшие затраты в связи с ростом добычи. Они также включают в себя затраты на заработную плату и корректировки заработной платы, основанные на количестве работников, а также годовой рост заработной платы до 2017 года.

Данные о транспортных затратах в размере 14,97 долл. США за баррель нефти/конденсата и 18,53 долл. США за баррель СУГ («**продукты переработки**» или «**СУГ**») были предоставлены компанией Жаикмунай.

Не производилось никаких вычетов в отношении платежей по выплате займов, по выплате процентов, или авансовых платежей по разведке и добыче, которые прямо не относятся к аренде и скважинам.

Данные в отношении затрат на разработку были нам предоставлены компанией Жаикмунай, и основаны на разрешениях на осуществление затрат на предполагаемую работу или на фактических затратах на аналогичные проекты. Затраты на инфраструктуру были основаны на текущих оценках и/или на фактических затратах на аналогичные проекты. Затраты на разработку включают в себя затраты, связанные с бурением скважины и ее заканчиванием, строительством газопровода и нефтепровода, другие инфраструктурные затраты, затраты на установки по подготовке нефти, затраты на газоперерабатывающую установку, терминал СУГ, цистерны для транспортировки СУГ, затраты на строительство полевого лагеря, закачку воды и получение энергии, а также затраты на оборудование и ликвидацию скважины. Затраты на разработку также включают в себя затраты на ввод в эксплуатацию и на управление, страхование и непредвиденные затраты. Рассчитанная чистая сумма затрат на ликвидацию после извлечения была включена в отношении имущественных объектов, для которых затраты на ликвидацию за вычетом извлечения были значительными. Оценки чистой суммы затрат на ликвидацию, предоставленные компанией Жаикмунай, были приняты нами без проведения независимой проверки.

По причине прямой зависимости между объемами неразработанных запасов и ресурсов и планами по разработке, в категорию неразработанных мы включили только запасы и ресурсы, относимые на счет тех неразработанных заложений, которые, как нас уверили, обязательно будут разбурены, и запасы и ресурсы, относимые на счет неразработанных частей вторичных или третичных проектов, которые, как нас уверили, обязательно будут разработаны. Жаикмунай уверила нас в своем намерении и способности продолжать деятельность по разработке, указанную в настоящем отчете, и в том, что ей не известно ни о каких законодательных, нормативно-правовых или политических препятствиях, которые могут существенным образом изменить ее планы.

Данные о текущих затратах, использованные компанией Zhaikmunai, сохранялись на постоянном уровне в течение всего срока службы ее имущественных объектов.

Описание лицензии в отношении Чинаревского месторождения

Краткое описание

Жаикмунай владеет долями в определенных имущественных объектах на Чинаревском месторождении, расположенном в Республике Казахстан. Жаикмунай заключило как Лицензионное соглашение, так и Соглашение о Разделе Продукции («**СРП**») с Республикой Казахстан в мае 1997 года и в октябре 1997 года, соответственно. В СРП установлены параметры разведки и разработки месторождения, а также размеры вознаграждений, основания для раздела продукции и налоги, подлежащие уплате Республике Казахстан.

Чинаревское месторождение является многоярусным месторождением, разделенным на три участка – северный (также называемый северо-восточным или центральным), южный и западный. В разных слоях подсолевого разреза есть несколько углеводородных залежей. Наличие семи перспективных резервуарных интервалов в подсолевых пермском, каменноугольном и девонском резервуарах уже было доказано скважиной Р9, поисковой скважиной, пробуренной в 1989 году. На основе результатов, полученных на этой скважине, и результатов двухмерной сейсмической разведки в 1991 году была пробурена разведочная скважина №4, которая обнаружила газоконденсатную залежь в среднедевонском афонинском горизонте на глубине 5 150 м. Скважина №10, пробуренная в 1992 году в северо-восточной области, подтвердила существование газоконденсатной залежи в афонинском горизонте, и проверила газовый конденсат в расположенном ниже бийском горизонте и нефтяную залежь в нижнекаменноугольном турнейском горизонте. Турнейская залежь была также первым резервуаром, на котором 1 января 2007 года, после трехлетней оценки и пяти с половиной лет пробной эксплуатации, началась промышленная добыча. Лицензия на добычу полезных ископаемых в отношении турнейской северной залежи действительна до 31 декабря 2031 года. Программа оценочного бурения на турнейском северном участке показала наличие четырех независимых резервуарных горизонтов в этой каменноугольной формации. Самый верхний газовый горизонт T1gaz представляет собой залежь конденсата, в то время как расположенные ниже три горизонта горизонты T1oil, T2 и T3 являются нефтяными залежами. В настоящее время добыча с турнейской северной залежи составляет примерно 9 900 баррелей нефтяного эквивалента в день.

Промышленная добыча на бийско-афонинском северо-восточном резервуаре началась в мае 2011 года. В настоящее время объемы добычи из 7 эксплуатационных скважин составляют 30 658 баррелей нефтяного эквивалента в день.

В северной части промышленные залежи были также обнаружены в горизонтах среднедевонского живетского резервуара. Самый верхний муллинский горизонт прошел успешное испытание скважинами – скважинами №22, 30 и 54. В течение двухмесячной пробной эксплуатации в 2007 году фонтанирование летучей нефти из скважины №30 составляло от 25 до 45 куб.м./день. Соотношение газа и нефти составляло 300 - 500 куб. м./куб. м.. В течение 2007 года также проводилась пробная эксплуатация на скважине №54. На этой скважине наблюдался стабильный уровень добычи в размере около 80 куб. м. летучей нефти в день из терригенного резервуара 12,2 м на глубине 4 865 м.

Лежащий ниже ардатовский карбонатный горизонт прошел успешное испытание скважинами №28 и 54. Пробная эксплуатация скважины №28 показала стабильный уровень добычи газового конденсата в размере примерно 230 куб.м./день. В 2008 году на более низком живетском воробьевском горизонте были проведены испытания в открытом стволе. На скважине осуществлялся выброс очень легкого газового конденсата из терригенного резервуара 16 м на глубине 4 960 м. Оценочный уровень добычи газа составлял 200 000-300 000 куб.м./день и соотношение газ-конденсат составляло 1 500 куб. м./куб. м. Промышленная добыча на резервуаре осуществляется с мая 2011 года. В настоящее время добыча в данном резервуаре осуществляется на трех скважинах – скважинах №28, 115, 213. Ежедневные объемы добычи составляют 6 955 баррелей нефтяного эквивалента в день.

В 2008 году ардатовский горизонт прошел успешное испытание в южной части скважиной №32. В 2009-2010 годы скважина находилась в пробной разработке. Суммарный объем добычи составил 98 829 баррелей нефтяного эквивалента.

В 2008 году первое испытание в открытом стволе было проведено на скважинах №51 и 52 в среднекаменноугольной башкирской карбонатной формации. Уровень необводненной нефти на скважине №51 составлял примерно 150 куб.м./день от тестового интервала 3 645-3 686 м. Скважина №701, пробуренная в 2013 году, установила, что башкирский горизонт содержит нефть, и он готовится для пробной эксплуатации.

Западная часть башкирского горизонта оценивалась оценочной скважиной №45. В ходе пробной эксплуатации через штуцер размером 7 мм при устьевом давлении в 60 бар был достигнут стабильный режим добычи в размере 120 куб. м. нефти в день. Проект пробной эксплуатации этой скважины был одобрен, и в настоящее время скважина готовится к пробной эксплуатации.

В западной части Чинаревского блока весной 2008 года скважина №33 успешно протестировала афонинский и бийский резервуары. На оценочной скважине №33 в западной части Чинаревского месторождения выброс природного газа в тестовом режиме составил 28 000 куб. м. и выброс конденсата в тестовом режиме составил 35 куб. м. в день на среднедевонских бийско-афонинских карбонатных формациях. Это испытание подтвердило и продолжило открытие западных бийско-афонинских резервуаров. В 1991 году скважина №4, открывшая месторождение, проверила 86 000 куб. м. природного газа и 33 куб. м. конденсата в день от коррелятивной зоны бийской формации. Скважина №33 провела испытания верхних 22 м афонинского и 25 м бийского продуктивного пласта на штоцере в 7 мм из перфораций между 5 067 и 5 210 м., что демонстрируется каротажем в действующих скважинах. До проведения гидродинамического исследования потребовалась кислотная обработка формации. ППК (PLT) не зафиксировал притока воды в скважину и показал, что большая часть притока шла от бийского резервуара. Оценочная скважина №45 установила, что бийско-афонинский резервуар содержит углеводороды, и стабильный режим добычи был достигнут в течение 8-часового теста. Из-за технических проблем с заканчиванием скважины был поврежден резервуар, и испытания невозможно повторить ввиду повреждений резервуара, возникших ходе переделки.

Скважина №33 также успешно протестировала нефтяной и газовый конденсат на турнейских горизонтах Т1, Т2 и Т3 западного блока. Скважина была введена в эксплуатацию в 2011 году в Плане разработки месторождения.

В южной части Чинаревского месторождения газовый конденсат был обнаружен на турнейском горизонте Т1 скважинами №23,31, 401, 404 и 406. Оконтуривающая скважина №410 не обнаружила продуктивный резервуар. Скважина №402 в настоящее время изучается. Промышленная добыча на турнейском южном резервуаре началась в 2011 году. В настоящее время объем добычи составляет примерно 1 900 баррелей нефтяного эквивалента в день.

Скважина №31 также успешно протестировала верхнедевонский фаменский горизонт на высоте 4 520 м. Выброс газового конденсата из скважины составлял 14,1 куб.м./день и выброс газа составлял 25 500 куб.м./день из 6 м эффективной толщины продуктивного пласта карбонатного резервуара на глубине 4 520 м. До проведения гидродинамического исследования потребовалась кислотная обработка.

Пермские филипповский, артинский и ассельский горизонты были успешно исследованы модульным динамическим испытателем пластов (МДИП'[1]) в скважине №29 и в ходе испытаний в открытом стволе на скважинах Р9, №20, 27, 31 и 33. В скважине №20, нефть и газ были исследованы на пермском горизонте из интервала 30 м на глубине 2 686 м. Существуют большие надежды на наличие потенциала повышения в отношении нижнепермской формации,

[1] МДИП – это модульный динамический испытатель пластов для измерения давления и получения проб жидкости высокого качества.

поскольку данные геофизических исследований показали наличие у других скважин углеводородного насыщения, аналогичного присутствующему в скважине №20. Первое испытание пермского филипповского горизонта через обсадную колонну было проведено в скважине №31 в августе 2008 года. Тот же самый интервал ранее успешно прошел испытание в открытом стволе в июне 2007 года. Однако кислотная обработка оказалась неэффективной, и был получен только слабый выброс газа на поверхность. Первая пробная эксплуатация была проведена в январе 2013 года, в ходе которой был достигнут стабильный режим добычи из оценочной скважины №725 в объеме 35,2 кв.м/день газового конденсата и 16 878 кв.м/день газа. Скважина готовится к пробной эксплуатации.

Благодаря осуществленным в период с 1997 года по 2008 год программам разведки Жаикмунай заявила в МЭМР (Министерство энергетики и минеральных ресурсов) РК (Республики Казахстан) о шести открытиях, имеющих промышленную значимость, в мае 2008 года, и об одном открытии в 2013 году, основываясь на результатах, полученных от оценочной скважины №45.

Этими открытиями являются:

- бийско-афонинский западный газовый конденсат,
- турнейский западный нефтегазовый конденсат,
- муллинский нефтегазовый конденсат,
- ардатовский газовый конденсат,
- муллинский южный нефтегазовый конденсат,
- фаменский газовый конденсат,
- башкирская нефть.

Согласно условиям лицензии в отношении всех открытий были уплачены разовые платежи за пользование недрами, и программа оценочных работ была представлена в Министерство в течение одного месяца после даты объявления. По требованию МЭМР шесть программ оценочных работ были позднее объединены в единую программу оценочных работ. Эта программа оценочных работ была одобрена Министерством 12 августа 2008 года. Жаикмунай получило новую лицензию на геологоразведочные работы («**геологический отвод**»), и соответствующие изменения были внесены в Соглашение о разделе продукции (СРА) в виде дополнения № 7, вступившего в силу 17 ноября 2008 года. Оценочный период в отношении новых открытий, имеющих промышленное значение, истекает 26 мая 2014 года.

В соответствии с условиями лицензии, период разведки в отношении Чинаревской лицензии закончился 26 мая 2008 года. Таким образом, окончательный отчет о запасах в отношении Чинаревского месторождения, подготовленный институтом НИПИнефтегаз, был представлен Органам власти Казахстана 23 мая 2008 года. Этот отчет содержал оценки запасов для казахстанских категорий С1 и С2 в отношении

- турнейских северных нефтяных залежей,
- живетско-муллинских северных и западных нефтяных залежей,
- турнейской северной газоконденсатной залежи T1gaz,
- турнейской южной газоконденсатной залежи T1,
- живетско-ардатовских северной и западной газоконденсатных залежей,
- бийско-афонинских северной и западной газоконденсатных залежей,

- фаменской южной газоконденсатной залежи.

Этот отчет была одобрен Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) 2 октября 2008 года. Новый отчет о запасах был подготовлен в 2013 году и в настоящее время проходит процедуру одобрения Органами власти Казахстана.

Первый план разработки месторождения был одобрен в 2009 году Органами власти Казахстана. Он включал в себя строительство установки подготовки газа мощностью 1,7 миллиарда кубических метров сырого газа в год с возможностью получения СУГ из сырого газа; проект закачки воды в отношении турнейского северо-восточного резервуара и присоединение к газопроводу Оренбург-Западная Европа.

Расположение и лицензионные обязательства

ТОО «Жаикмунай» является компанией, 100% которой находятся в частной собственности. Оно является собственником и оператором Чинаревского месторождения.

Чинаревское месторождение расположено на северо-западе Казахстана на границе Республики Казахстан (Республика) и Российской Федерации, как показано на Рисунке 1.



Рисунок 1: Региональная карта расположения

ТОО «Жаикмунай» было учреждено в марте 1997 года для дополнительной разведки, добычи и продажи сырых углеводородов с Чинаревского месторождения. Чинаревское нефтяное и газоконденсатное месторождение является частью Чинаревского лицензионного участка, расположенного в северной части Прикаспийского бассейна на территории Республики Казахстан. С административной точки зрения оно расположено в Западном Казахстане (Батыс Казахстан) около границы между Казахстаном и Российской Федерацией. Административный центр Западного Казахстана, Уральск (Орал), находится в 80 км к юго-западу от Чинаревского месторождения. Ближайшими селами являются Рожково, Чесноково, Чеботарево, Балабаново и Чинарево.

Поверхность рельефа представляет собой холмистую равнину, изобилующую оврагами, лощинами и ручьями. Флора является типичной для сухой степи – перистый ковыль, полынь, и т.д.. Леса нет, но месторождение расположено по соседству с рекой Урал. Средняя температура колеблется от -14.2°C до -14.4°C в январе и от +22°C до +23°C в июле, при этом самая низкое температурное значение составляет -42°C зимой, и самое высокое температурное значение составляет +40°C летом. Годовое количество осадков составляет от 300 до 350 мм.

Максимальная глубина промерзания почвы составляет 1,5 м. Условия зимней дороги длятся с начала ноября до начала апреля, и время плотных снегопадов может достигать 130 дней. Скорость ветра составляет от 5 до 9 м/с в феврале и от 3 до 6 м/с в августе-сентябре. Весной происходят регулярные изменения направления ветра, преимущественно в северном направлении.

Существующая рядом инфраструктура благоприятна для эффективной реализации программы разработки Чинаревского месторождения. Как показано на карте инфраструктуры, представленной на Рисунке 2, газопровод Оренбург пересекает лицензионный участок, нефтепровод Атырау-Самара расположен в 100 километрах к востоку, железная дорога расположена в 55 километрах к югу, а большой нефтегазоперерабатывающий завод был построен в 7 километрах к юго-востоку на Карачаганакском месторождении для переработки нестабильных газоконденсатных жидкостей.

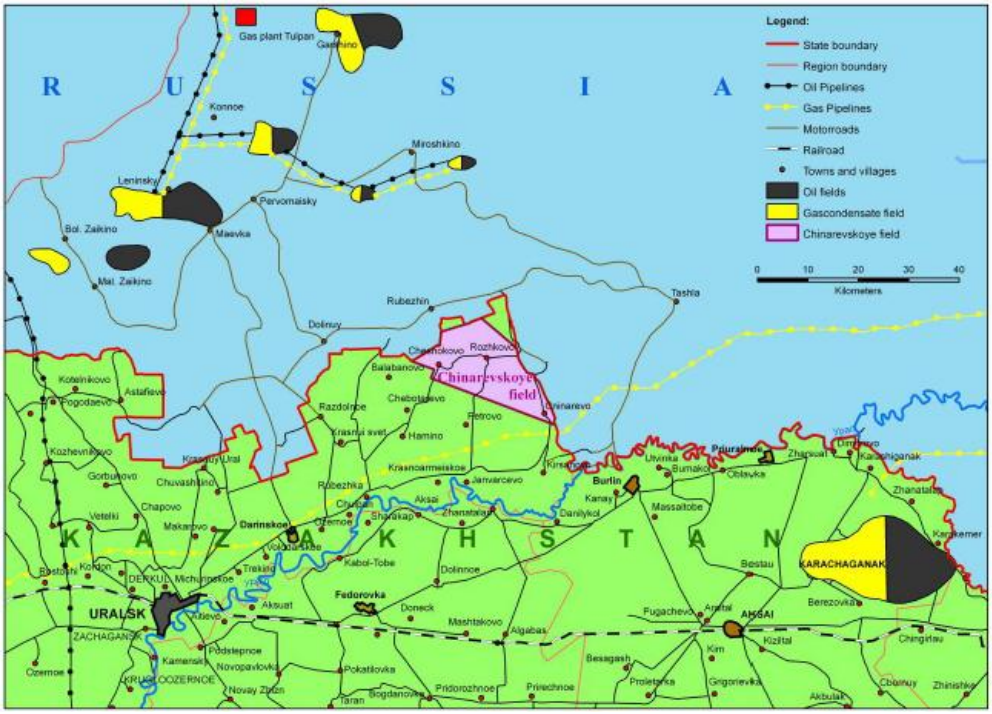


Рисунок 2: Карта местной инфраструктуры

Лицензия, дающая право использовать недра в Республике Казахстан для разведки и добычи углеводородов на Чинаревском нефтегазоконденсатном месторождении была выдана Товариществу с ограниченной ответственностью «Жаикмунай» (ТОО) 26 мая 1997 года и основана на лицензии Серия МГ № 253-Д (Нефть), выданной Правительством Республики Казахстан.

Лицензия распространяется на следующие участки:

- XII-12-D (часть), E (часть), F (часть)
- XIII-12-A (часть), B (часть), C (часть), F (часть) и
- XIII-13-A (часть)

Период действия первоначальной лицензии составлял 30 лет. За первыми пятью годами разведки следуют 25 лет добычи.

Договор представляет собой сочетание Лицензии и Соглашения о разделе продукции с Правительством Казахстана. Он включает в себя Минимальную программу работ и требования в отношении Минимального объема капиталовложений.

В соответствии с первоначальной Минимальной программой работ предполагалось пробурить четыре разведочных скважины в течение первого этапа разведки и девять разведочных скважин в течение второго этапа разведки.

Второй этап разведки начался в ноябре 2001 года и дважды продлевался. Этап завершился 26 мая 2008 года. В течение этого второго этапа разведки и сроков его продления потребовалось пробурить в общей сложности девять дополнительных скважин для того, чтобы выполнить минимальную программу работ, при общем Объеме капиталовложений в размере 100,5 млн. долларов США (для второго этапа, включая два этапа продления). Из этих девяти скважин, две потребовалось пробурить на живетской формации, а также четыре новых разведочных скважины и три будущих эксплуатационных скважины потребовалось пробурить на турнейской формации. Кроме того, в четырех скважинах потребовалось провести пробную эксплуатацию пермских резервуаров (как дополнительная цель разведки или как на будущих эксплуатационных скважинах).

Общий размер обязательств по выполнению минимальной программы работ на обоих этапах разведки составил 125,5 млн. долларов США.

По состоянию на 25 мая 2008 года четыре запланированных для первого этапа разведки скважины были пробурены (скважины №10, 12, 13, 24) и все 9 запланированных для второго этапа разведки скважины были завершены (скважины №20, 22, 23, 28, 29, 50, 53, 56 и 30),шесть из которых (№20, 22, 23, 28, 29 и 30) достигли живетской формации. Помимо запланированных скважин следующие оценочные и эксплуатационные скважины были пробурены до истечения срока действия лицензии на геологоразведочные работы: эксплуатационная скважина №54 и оценочные скважины №27, 31, 32 и 33.

По результатам этого периода разведки было сделано шесть коммерческих открытий, о которых было заявлено Органам власти Казахстана. Казахстанский институт НИПИнефтегаз подготовил, а Органы власти Казахстана одобрили, программу оценочных работ в отношении этих открытий. Оценочный этап в отношении этих открытий завершился 26 мая 2011 года и был продлен до 26 мая 2014 года в соответствии с дополнением № 10 к Лицензионному соглашению. Продление оценочного этапа основывалось на новой программе оценочных работ, которая была одобрена Органами власти Казахстана в октябре 2012 года. Она предусматривает бурение 4 независимых и 8 зависимых оценочных скважин, и включает в себя оценку башкирского и пермского резервуаров. Обязательства на период продления оценочного этапа до 26 мая 2014 года включают в себя бурение 4 независимых разведочных скважин и 8 зависимых скважин. Бурение зависимых скважин зависит от успеха разведки на независимых скважинах. Общая сумма инвестиций составляет 29,2 млн. долл. США для независимого этапа и 109,7 млн. долл. США для зависимого оценочного этапа.

По состоянию на 31 августа 2013 года две оценочные скважины (№ 701 и №725) были завершены. Они подтвердили содержание углеводородов в башкирском и пермском резервуарах. Одна оценочная скважина (скважина № 724) находилась в процессе бурения, и скважина №40 находилась в процессе подготовке к бурению.

Краткое описание существующих договоров о пользовании недрами представлено ниже:

Чинаревское – действующие договоры

Помимо СРП Жаикмунай осуществляет свою текущую хозяйственную деятельность на основании двух основных разрешений от Правительства:

- **Геологический отвод** и
- **Горный отвод** в отношении северного, западного и южного участков для турнейского, муллинского, ардатовского, бийского, афонинского, фаменского и башкирского резервуаров.

Срок действия первоначального Разрешения на геологоразведочные работы истек 26 мая 2008 года. В настоящее время Жаикмунай проводит оценку открытий на основе одобренной на государственном уровне программы. Как указано выше, текущий оценочный этап, начавшийся в 2008 году, завершится 26 мая 2014 года.

Первое Разрешение на добычу было выдано в 2006 году в отношении турнейского северного резервуара. Промышленная добыча на этом резервуаре началась 1 января 2007 года и заканчивается 31 декабря 2031 года. После утверждения запасов в отношении бийско/афонинской, турнейской, муллинской, ардатовской и фаменской залежей, в декабре 2008 года была выдана новая лицензия на добычу полезных ископаемых.

Основные первоначальные обязательства по изначальному **договору на проведение геологоразведочных работ** состояли в следующем:

- Получение данных 3D сейсмической разведки.
- Бурение 11 разведочных скважин, три из которых могут быть будущими эксплуатационными скважинами в соответствии с Проектом пробной эксплуатации в отношении северного участка турнейского резервуара (который действовал до конца 2006 года).
- Бурение скважины для сброса воды R1.
- Строительство первого этапа Установки по подготовке нефти.
- Строительство нефтепровода от месторождения в Уральск.

После продления срока второго этапа разведки до 26 мая 2008 года были добавлены следующие обязательства:

- Бурение двух дополнительных разведочных скважин на живетской формации;
- Четыре испытания пермской формации.

Все обязательства были выполнены до завершения этапа разведки:

- Данные 3D сейсмической разведки были получены и обработаны, а также заново обработаны и заново расшифрованы компанией PGS-RES в 2006-2007 годах;
- Было пробурено 13 из 13 запланированных разведочных скважин и скважин ранней эксплуатации;
- Осуществлен повторный вход в скважину №10, отклонение скважин №12 и 13 на северном участке;
- На северном участке пробурены новые скважины №22, 24, 20, 28, 29, 30;
- Скважина №23 была пробурена на южном участке;
- На северном участке пробурены скважины ранней эксплуатации №50, 53 и 56;
- Установка по подготовке нефти была построена и сдана в эксплуатацию в июле 2006 года;

- Скважина для сброса воды R1 была пробурена и прошла испытания;
- Все испытания в открытом стволе в пермской залежи были проведены в оценочных и эксплуатационных скважинах;
- Нефтепровод был сдан в эксплуатацию в 2008 году;
- В общей сложности 11 скважин были пробурены до живетской формации или глубже (№20, 22, 23, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 54).

Основные первоначальные обязательства по разрешению на добычу в отношении турнейского северо-восточного резервуара состояли в следующем:

- Бурение 32 дополнительных эксплуатационных скважин и скважин для закачки воды;
- Полная газовая утилизация попутного газа;
- Закачка воды для поддержания давления в резервуаре и достижение конечного коэффициента нефтеотдачи в размере как минимум 32,8%.

Первоначальный одобренный план разработки для турнейской северной нефтяной залежи был пересмотрен в 2007 году.

Отдельные планы разработки в отношении нефтяных и газовых резервуаров были подготовлены институтом НИПИнефтегаз и одобрены Органами власти в 2008 году. На этой основе, новое разрешение на добычу вступило в силу в 2009 году. Оно включало в себя разработку следующих нефтегазоконденсатных залежей:

- турнейской северной нефтяной залежи, турнейской северной газоконденсатной залежи,
- турнейской южной газоконденсатной залежи, турнейской южной нефтяной залежи,
- турнейской западной нефтяной залежи, турнейской западной газоконденсатной залежи,
- ардатовских северной и западной газоконденсатных залежей,
- муллинских северной, западной и южной нефтяных залежей,
- бийско-афонинской северной газоконденсатной залежи,
- фаменской южной газоконденсатной залежи.

Планы разработки предусматривают полную газовую утилизацию попутного и природного газа, закачку воды в турнейские северные нефтяные резервуары и бурение горизонтальных скважин в муллинском и бийско-афонинском резервуарах.

В период 2008 по 2010 был построен газоперерабатывающий завод с годовой производительностью на уровне 1,7 миллиарда кубических метров газа, и в 2011 году началось производство товарного газа, конденсата и СУГ. Планируется построить дополнительный газоперерабатывающий завод для достижения общей производительностью переработки на уровне 4,2 миллиардов кубических метров в год. Планируется, что завод начнет работу 1 июля 2016 года.

Турнейский северный проект закачки воды был запущен в 2008 году. В настоящее время 3 скважины нагнетают воду (скважины № 53, № 121, № 50). Будут пробурены три новые нагнетательные скважины, а одна эксплуатационная скважина будет преобразована в нагнетательную скважину.

В отношении муллинского резервуара в 2014-2015 годах планируется пробурить техническую горизонтальную оценочную скважину для того, чтобы определить подходящую технологию бурения и заканчивания для терригенного резервуара.

В настоящее время оба плана развития находятся в стадии авторского надзора. Ожидается, что пересмотренные планы развития в отношении как нефтяного, так и газоконденсатного резервуаров, будут одобрены в течение 2014 года.

Геология

Геологическая история

Чинаревское месторождение расположено на северной границе Прикаспийского бассейна. Прикаспийский бассейн занимает территорию, равную примерно 550 000 кв. км, и представляет собой огромную, глубоко осевшую часть Русской платформы. Бассейн целиком ограничен глубоко залегающими региональными сбросами, на основе которых возникла большая часть палеозойского и мезозойского оседания породы в бассейне. Вся южная часть бассейна пролегает вдоль герцинской зоны сочленения. В палеозойскую эру зона Чинаревского месторождения пережила аналогичную тектоническую историю глыбовой дислокации геологического фундамента. Кольцо поднимающихся пород, опоясывающее границу бассейна, было положительной характерной чертой для большей части геологической истории, как показано на карте подсолевой возвышенности на Рисунке 3. Открытие Чинаревского месторождения находится внутри этой области поднятия.

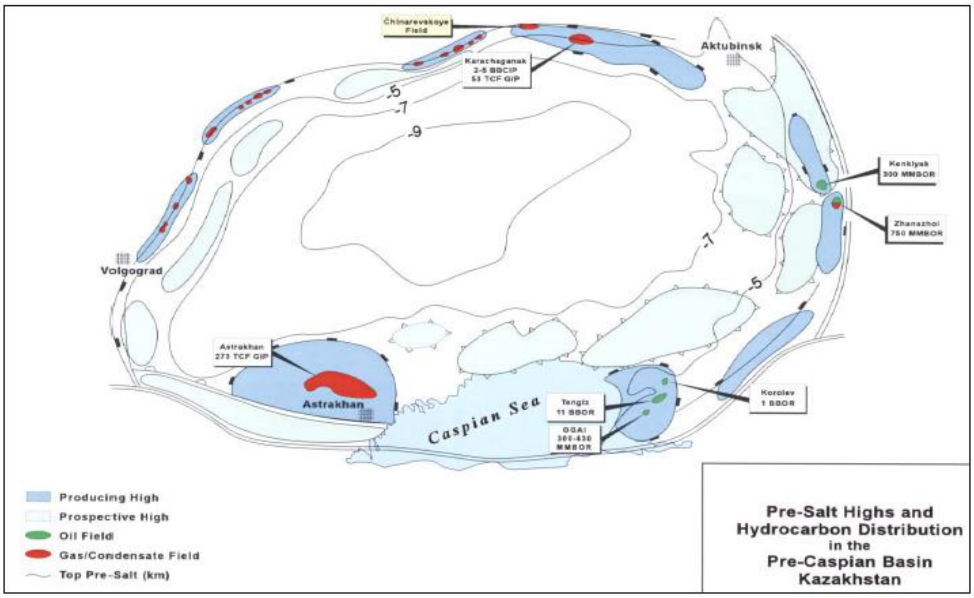


Рисунок 3: Подсолевые возвышенности и распределение углеводородов в Прикаспийском бассейне

Предполагается, что эти характерные поднятия являются многолетними структурными возвышенностями. В палеозойскую эру процесс отложения осадка на этих возвышенностях был отмечен преобладанием шельфовых карбонатов с рифогенными образованиями по краям. Более глубокие межблоковые участки преимущественно получили сланец и глубоководные карбонаты. Таким образом, значительная часть структуры каменноугольных и девонских интервалов представлена широкими, пологими структурами с незначительным или неразличимым образованием разрывов. К среднепермскому периоду бассейн частично закрылся, и ограничение морского притока позволило образоваться толстому кунгурскому разрезу эвапоритов (см. Рисунок 4).

Франское несогласное залегание пластов представляет собой основное явление в подсолевом разрезе. Ниже этого несогласного залегания пластов господствующим механизмом улавливания является тектоническое (сбросовые глыбы). Ловушки над несогласным залеганием относятся преимущественно к литологическому виду.

Два основных интервала девонской и каменноугольной материнской породы образовывали углеводороды преимущественно во время и после накопления кунгурских эвапоритов. Эти эвапориты представляют собой региональную покрышку, которая отделяет подсолевую углеводородную систему от надсолевой.

Все содержащие углеводороды резервуары Чинаревского участка находятся на разных слоях подсолевого разреза. Это также относится ко всем соседним месторождениям (см. Рисунок 3). Большинство этих месторождений также имеют два или более отдельных резервуарных горизонта. Таким образом, только подсолевой разрез анализируется более подробно.

Стратиграфия

Литологический и стратиграфический разрезы Чинаревского месторождения представлены породами кристаллического фундамента и осадочными формациями (см. Рисунок 4). Опорные сейсмические горизонты представлены на Рисунке 5.

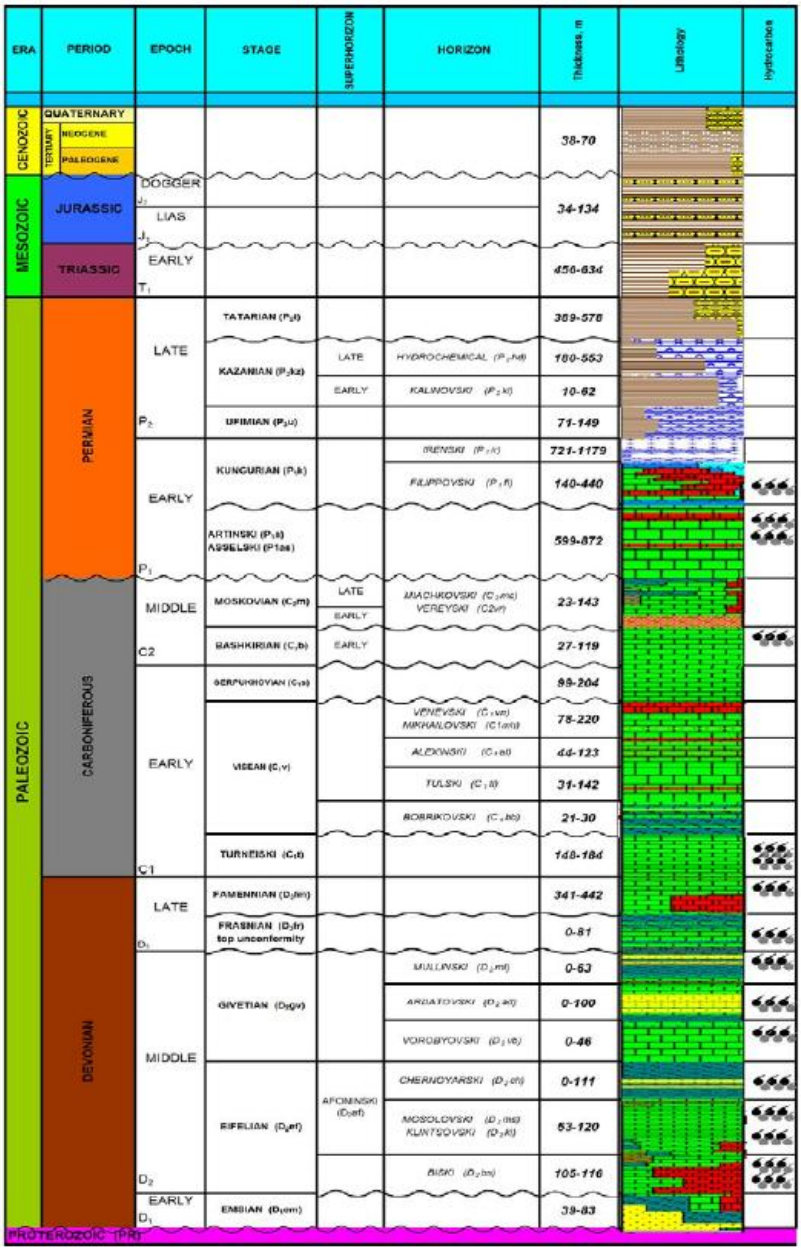


Рисунок 4: Стратиграфический разрез

Кристаллический фундамент

Фундамент Чинаревского поднятия пород был обнаружен 4 скважинами: №20, Р-9, №10 и 4. Породы фундамента относятся к протерозойской эре и представлены буро-розовым крупнозернистым гранитом. Верхняя часть фундамента связана с отражающим горизонтом «F».

Чинаревское месторождение
Опорные сейсмические горизонты
Девонский и каменноугольный разрезы

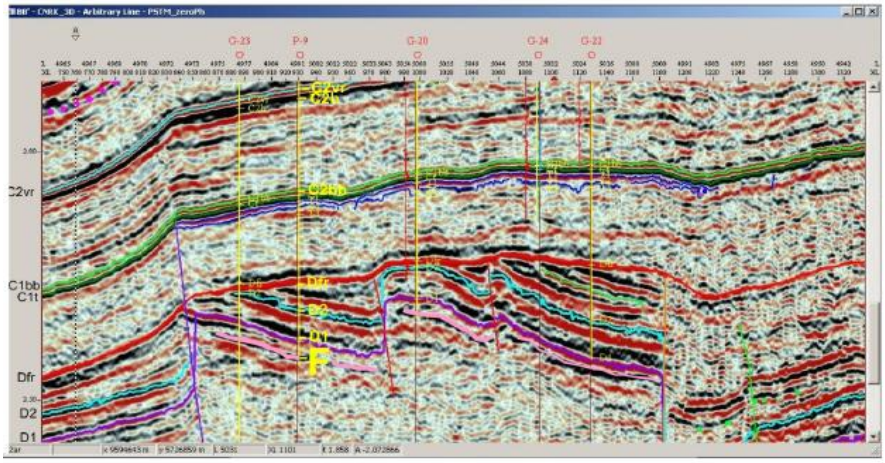


Рисунок 5: Опорные сейсмические горизонты девонского/каменноугольного разреза Чинаревского месторождения

Девонская система

Отложения девонской системы на участке представлены нижним, средним и верхним разрезами.

Нижний разрез содержит неоднородное перемежающееся залегание песчаной гальки, зеленовато-серого песчаника и темно-вишневых аргиллитов. Толщина нижнедевонского отложения составляет от 39 м. Верхняя часть нижнедевонских отложений и основание среднедевонских бийских отложений связаны с отражающим горизонтом «DI».

Нижний разрез представлен эйфельским и живетским ярусами. Эйфельский ярус представлен бийским и афонинским горизонтами.

Бийский горизонт характеризуется перемежающимся залеганием доломитовых биологически однородных известняков с биоморфными детритовыми, доломитовыми известняками и темно-коричневыми, биоморфными, детритовыми доломитами, неравномерно пропитанными битуминозным веществом. В скважине 4 существует разность биогермного известняка. Толщина бийских отложений варьируется в пределах от 105 м до 116 м. Верхняя часть бийских отложений связана с отражающим горизонтом «D2bs».

С литологической точки зрения афонинский горизонт представлен преимущественно карбонатной породой. Верхняя часть этого горизонта представлена перемежающимся залеганием глинистых битуминозных известняков с известковой глиной и аргиллитами. Цвет породы темный, крайне битуминозный, и имеет тонкий слой фауны. Афонинский горизонт состоит из черноярской и клинцовско-мосоловской подгрупп. Таким образом, толщина афонинских отложений варьируется между черноярской и клинцовско-мосоловской подгруппами в пределах от 0 м до 111 м и от 53 м до 120 м, соответственно. Верхняя часть афонинских отложений связана с отражающим горизонтом D2af (D2).

С литологической точки зрения живетский ярус представлен аргиллитами с участками известняка. Аргиллиты тонкослойные и плотные. Живетский ярус состоит их муллинской, ардатовской и воробьевской подгрупп. Толщина муллинских отложений составляет от 0 м до 63 м, ардатовских отложений – от 0 м до 100 м и воробьевских отложений – от 0 м до 46 м. Верхняя часть живетского яруса связана с отражающим горизонтом «D3» (Dfr).

Верхний разрез представлен залежами фаменского яруса. Отложения фаменского яруса отсутствуют в пределах залежи нефти ввиду до-фаменской эрозии.

В живетских отложениях фаменский ярус встречается с некоторой степенью эрозии. С литологической точки зрения он представлен серыми, темно-серыми, биоморфными детритовыми, доломитовыми, немного битуминозными известняками. Толщина фаменских отложений варьируется в пределах от 341 м до 442 м.

Каменноугольная система

Отложения каменноугольного яруса согласно залегают на девонских породах и представлены двумя разрезами: нижним и средним. Отложения верхнего разреза в до-ассельской эрозии отсутствуют.

Нижний разрез представлен турнейским, визейским и серпуховским ярусами.

Турнейский разрез представлен нижним и верхним подъярусами, состоящими из серых, темно-серых и сильно кристаллизованных известняков, с доломитовыми и глинистыми участками. Литологическая граница между подъярусами проходит внутри известняка и характеризуется сменой покрытых слоями глины залежей на крупные детритовые залежи. На чинаревском участке из скважины Р-9, где турейский разрез представлен светло-серым, плотным, массивным известняком с одиночными органическими остатками, был взят керн. В нижней части присутствует легкий запах сероводорода. Толщина турнейских отложений варьируется в пределах от 148 м до 184 м.

Визейский ярус представлен карбонатными отложениями, серыми, темно-серыми, тонкими, зернистыми, плотными отложениями и терригенными отложениями – от темных аргиллитов до черных аргиллитов бобриковского горизонта. Вместе с плотными глинистыми известняками верхней части турнейского яруса они выполняют роль покрышки для турнейской нефтяной залежи. Толщина горизонта составляет 25-30 м. Верхняя часть бобриковского горизонта связана с отражающим горизонтом «C1bb». Толщина визейских отложений варьируется в пределах от 320 м до 382 м.

Серпуховский ярус представлен светло-серыми, биоморфными детритовыми, фораминиферовыми водорослевыми известняками с выщелоченными и кавернозными участками. Толщина сурпуховских отложений варьируется в пределах от 99 м до 204 м.

Средний разрез обозначен в составе башкирского и московского ярусов.

Башкирский ярус представлен только нижним башкирским подъярусом, вышележащие отложения отсутствуют ввиду доверейской эрозии. Он состоит из светло-серых, органогенных детритовых, оолитовых и сильно кристаллизованных известняков. Толщина башкирских отложений варьируется в пределах от 27 м до 119 м.

Московский ярус представлен в пределах нефтяной залежи только верейским горизонтом. Каширско-мячковская часть разреза отсутствует ввиду до-ассельской эрозии.

Верейский горизонт литологически представлен аргиллитами, от темно-серых до черных, с битуминозным веществом. Верхняя часть верейских отложений связана с отражающим горизонтом «C2vr». Толщина верейских отложений варьируется в пределах от 23 м до 143 м.

Верейский горизонт является региональной покрышкой для нижних башкирских нефтегазовых залежей, как показано в зоне визейско-башкирского карбонатного фланцевого выступа (Дарьинское, Ростошинское месторождения).

Пермская система

Нижняя часть представлена двумя видами отложений: карбонатами нижнего разреза в составе ассельского, сакмарского и артинского ярусов и верхним разрезом эвапоритов кунгурского яруса. Основание пермских отложений связано с отражающим горизонтом «P2».

Ассельский и артинский ярусы литологически однородны и представлены известняками и доломитами, от серых до темно-серых, крупных, твердых доломитов, с органогенными и комковатыми участками. Верхняя часть артинского яруса связана с отражающим горизонтом «P1_10». Толщина ассельской и артинской серий пород варьируется в пределах от 599 м и до 872 м.

Кунгурский ярус представлен двумя группами: нижние группы сульфатов-карбонатов филипповского горизонта и верхние группы эвапоритов с сульфатными и терригенными промежуточными слоями иренской формации.

Отложения филипповского горизонта представлены ангидридами с промежуточными слоями доломита. Верхняя часть отложений филипповского горизонта связана с отражающим горизонтом «S». Толщина отложений филипповского горизонта варьируется в пределах от 140 м до 440 м.

Отложения иренской формации представлены чередующимися слоями солей и ангидридов. Верхняя часть иренской формации связана с отражающим горизонтом «VI». Толщина иренской формации составляет от 721 м до 1 179 м.

Надсолевые палеозойские отложения появляются в несогласном залегании пластов в кунгурской галоидной группе, и состоят из переслаивающихся групп песочных, глинистых, карбонатных и соленосных пород. Толщина этих отложений составляет от 788 м до 1 142 м.

Мезозойский и кайнозойский слои

С литологической точки зрения, они представлены преимущественно терригенными породами с прослойками карбонатных пород в юрской и меловой залежах. Общая толщина мезозойско-кайнозойских залежей составляет от 627 м до 718 м.

Углеводородные системы

Основная региональная информация

На северной границе Прикаспийского бассейна карбонаты разделены терригенным породами. Стратиграфическими комплексами являются основные нефтегазоносные комплексы в надсолевых палеозойских резервуарах, например, среднедевонские карбонаты, нижнеживетские франские терригенные породы, верхние девонско-турнейские карбонаты, нижневизейские терригенные породы, нижневизейские башкирские карбонаты, верхние башкирско-верейские терригенные породы, и московско-артинские карбонаты.

Открытия нефти на гигантском Карачаганакском газоконденсатном месторождении, газоконденсатных залежей промышленного значения на бийском и афонинском отложениях Зайкинско-Ростошинской и Вишняковской групп месторождений (Россия), и Чинаревского месторождения произошли на среднедевонском карбонатном комплексе. Черноярская окаменелая глина над афонинским горизонтом формирует покрышку для этого комплекса.

Открытие Приграничного нефтяного месторождения (западный Казахстан) и Долинного месторождения (Россия) произошло на комплексе нижнеживетских франских терригенных пород.

На ряде небольших месторождений в России осуществляется добыча из нижневизейского терригенного комплекса.

Обнаружение Дарьинского нефтяного месторождения и Ростошинского газового месторождения произошло на нижневизейском башкирском карбонатном комплексе. Терригенные залежи Верейского горизонта московской эры являются региональной покрышкой для этого комплекса.

Месторождения, ограниченные кольцом Тепловско-Токаревских местных поднимающихся пород связаны с московско-артинским карбонатным комплексом. Для этого комплекса артинские залежи являются основным продуктивным горизонтом. Сульфатные залежи филипповского горизонта и соленосные залежи в иренской группе формируют покрышки.

Материнская порода

Среднедевонские-верхнефранские залежи: сравнительно глубинные кремнисто-глинистые-карбонатные пласты обогащены общим органическим углеродом (Total Organic Content (TOC)), объем которого колеблется от 1,07% до 4,3%. Кероген относится к типу II, а состояние процесса отложения является аноксическим. При измерении среднедевонского-верхнефранского разреза с использованием показателей, полученных от скважин, толщина породы, обогащенной керогеном, оказывается не меньше, чем 200 м. Эти залежи представляют собой устойчивую материнскую породу.

Несмотря на это, верхнефранские-турнейские залежи, которые образовались в сравнительно глубинных условиях, обогащены керогеном типа II. Процесс отложения пород происходил в аноксических условиях. Содержание TOC колеблется в пределах от 0,04% до 1,1%. В составе этой материнской породы карбонаты составляют 70%, а оставшуюся часть породы составляют глина и песок. Содержание TOC достигает 4-10%. Эти породы представляют собой устойчивую материнскую породу.

Созревание и формирование

Геологическое развитие Прикаспийского бассейна способствовало углеводородному формированию, миграции и залеганию нефти и газа в различных резервуарах и ловушках. Некоторые исследователи, изучающие геохимические характеристики надсолевого палеозойского отложения на северной границе Прикаспийского бассейна указывают на значительное содержание органических веществ (OB) в среднедевонской и нижнекаменноугольной формациях. В этих залежах средний уровень содержания OB в терригенных породах варьируется от 0,8% до 1,0% на породу. OB преимущественно относятся к сапропелево-гумусовому типу; в карбонатах уровень OB обычно не превышает 0,3%, OB в основном относятся к сапропелевому типу. Содержание битума, определенного с помощью хлороформа, варьируется от 0,005% до 0,035%, а битума, определенного с помощью бензолового спирта – от 1,2% до 1,5%. Такое соединение характерно для материнских пород.

В период раннего мезозоя отложения D2-Cl, обогащенные органическими веществами, были затоплены на глубине при оптимальных температурных условиях и высоком давлении, соответствующих стадиям катагенеза MK3, MK4, которые способствовали созреванию органических веществ. На северной границе Прикаспийского бассейна глубина погружения на вершине составляет от 3 км до 6 км и от 4 км д 6,5 км у основания.

В таблице ниже в отношении Прикаспийского бассейна представлены нынешние уровни глубины низшей границы зон катагенеза в районах с разными температурами:

	СТАДИИ КАТАГЕНЕЗА			
ТЕМПЕРАТУРА В СКВАЖИНЕ ° С	**MK1; MK2 R0=0,5-0,8**	**MK2; Mk3 R0=0,8-l,l**	**MK3; MK4 R0=l,1-1,5**	**MK4; MK5 R0=1,5-2,0**
Низкая (40 - 70°C)	3,0 км	5,5 км	7,5 км	10,5 км
Средняя (70 - 90°C)	2,0 км	4,0 км	6,0 км	9,0 км
Высокая (90-110°C)	1,0 км	2,5 км	4,5 км	7,5 км

Таблица 1. Стадии катагенеза

В границах Прикаспийского бассейна, включая северную границу с Чинаревским выступом, температуры, равные 94-113°C, позволили созреть и сформироваться углеводородам.

Среднедевонские и нижнекаменноугольные материнские породы производили углеводороды во время и после залегания кунгурских эвапоритов.

В северной части нынешнего Прекаспийского бассейна подсолевые залежи характеризуются низким термальным полем со средней температурой 90-100°C на глубине 5 км. Низкие значения также характерны для палеотемператур. На большей части северной границы палеотемпература не превышает 110°C на глубине 5 км (т.е., разница между нынешней температурой и палеотемпературой составляет 10-20°C). В результате зона катагенеза (R0 до 1,2) возникает в широком интервале глубины от 2,5 км до 8-8,5 км.

Коэффициент аномальности в размере 1,1-1,2 характерен для пластового давления. Таким образом, на Чинаревском месторождении пластовое давление составляет 59 МПа на глубине 5,1 км.

Глубина залегания среднедевонских бийского, афонинского газоконденсатных и турнейской нефтегазоконденсатной формаций Чинаревского месторождения в эксплуатационных скважинах 4 и 10 составляет, соответственно: 5 060 м, 5 017 м; 4 796 м, 4 852 м; 4 257 м, 4 275 м. Значения пластового давления - 593 атм на бийской формации, 580 атм на афонинской формации, 491 атм на турнейской формации, значения пластовых температур - 113°C на бийской формации, 105-110°C на афонинской формации, 94°C (Qt).

Миграция

Углеводородная миграция из среднедевонских и нижнекаменноугольных материнских пород проходила из более глубоких зон погружения Прикаспийского бассейна. Проводящие каналы (отсутствие соединения, трещины, и т.д.) являлись наиболее вероятными путями миграции углеводородов из материнских пород. По этим каналам углеводороды мигрируют вверх и наполняют резервуары в ловушках, которые встречаются им на пути. По мере снижения тектонической активности, углеводородные проводящие каналы закрываются и закупоривают залежи.

Несмотря на то, что Чинаревское поднятие расположено в зоне разделения Прикаспийской и Бузулукской впадин, это не исключает миграции углеводородов из зон погружения Бузулукской впадины. Возможным доказательством этого является то, что нефть турнейской залежи, полученная из скважины №106 на Долинном участке, по своему составу аналогична чинаревской нефти.

Основная информация в отношении Чинаревского месторождения

Резервуары и наличие углеводородов

Чинаревское месторождение является многоярусным месторождением. На нем в существенных объемах проверялось наличие углеводородов на:

1. **Нижнепермских филипповских** горизонтах на глубине от 2 700 до 2 900 м – содержат известняки и доломитовые известняки.

2. **Нижнепермских артинско-ассельских** горизонтах на глубине 3 100—3 500 м, содержат карбонаты с терригенными промежуточными слоями и кремнистым сланцем.

3. **Верхнекаменноугольном башкирском** горизонте на глубине 3 600 – 3 700 м, содержит известняки и доломитовые известняки.

4. **Нижнекаменноугольной турнейской** формации на глубине примерно 4 200 м, содержит известняк с общей толщиной пласта примерно 200 м.

5. **Среднедевонских живетских** (муллинском, ардатовском и воробьевском) горизонтах на глубине примерно 5 000 м, содержат песчаник с карбонатными цементами.

6. **Среднедевонских бийской и афонинской** формациях на глубине примерно 5 000 м, содержат известняки и доломитовые известняки с общей толщиной пласта примерно 200 м.

На данный момент следующие залежи были нанесены на карту.

- турнейская северная залежь (состоит из 4 отдельных резервуаров T1gaz, T1 oil, T2 oil и T3 oil),
- турнейская южная залежь (T1gaz, T2oil),
- башкирская северо-восточная, западная и южная залежи,
- бийско-афонинская северная залежь (состоящая из 2 отдельных резервуаров D2af и D2bs),
- бийско-афонинская западная залежь (состоящая из 2 отдельных резервуаров D2af и D2bs),
- муллинская южная залежь,
- муллинская северо-восточная залежь,
- ардатовская северо-восточная и южная залежи,

Углеводороды прошли испытания через обсадную колонну и/или испытания в открытом стволе на пяти стратиграфических единицах:

- пермском артинско-ассельском горизонте,
- пермском филипповском горизонте,
- девонском воробьевском горизонте,
- девонском фаменском горизонте,
- каменноугольном радаевском горизонте.

Были установлены следующие потенциальные резервуары:

- девонский пашийский горизонт,
- девонский черноярский горизонт.

Покрышки

Покрышкой нижнепермских резервуаров являются ангидриты, аргиллиты и плотные карбонатные породы. Плотные карбонаты нижнего каменноугольного турнейского резервуара локально закупорены. Вертикальными покрышками для среднедевонских живетских резервуаров являются окаменелая глина и аргиллиты, принадлежащие к разным стратиграфическим единицам, в зависимости от франского несогласного залегания пластов. Покрышками для бийско-афонинских формаций являются черноярские окаменелая глина и аргиллиты. Они представляют региональную покрышку. Каменноугольная окаменелая глина пролегает между бийским и афонинским горизонтами, и может являться местной покрышкой.

Материнская порода

Основными материнскими породами являются Черноярские окаменелые глины. Они представлены глубокими морскими отложениями, которые содержат кероген типа II. Прямо под франским несогласным залеганием пластов лежат пашийские и кыновские окаменелая глина и аргиллиты, которые залегли в прежних прогибах отложений, и могут присутствовать в зоне Чинаревского месторождения. Эти породы также имеют хороший потенциал формирования. Другой возможной материнской породой нижнекаменноугольного и верхнефаменского являются каменноугольные аргиллиты домаников формации, которые находятся к северу от Чинаревского участка в Бузулукской впадине.

Сейсмический контроль – картирование залежей и поисково-разведочных объектов

Чинаревский лицензионный участок покрыт примерно 400 км двухмерных сейсмических профилей и 462 кв. км. 3D сейсмической разведки (Рисунок 6). Существует две первичные группы двухмерных сейсмических данных, составляющие в общей сложности 41 профиль. Данные одной разведки были получены в течение 1985 и 1986 годов, а вторая разведка проводилась с 1989 года и вплоть до 1991 года. Профили расположены на сетке размером 1 километр на 1,8 километра с вкрестами простирания от севера-северо-востока к югу-юго-западу, и линиями простирания, пролегающими от запада-северо-запад на восток-юго-восток. Плотность сейсмической разведки составляет 1,33 километра на кв. км.. Данные двухмерной сейсмической разведки были заново обработаны, и качество данных варьируется от удовлетворительного до очень хорошего.

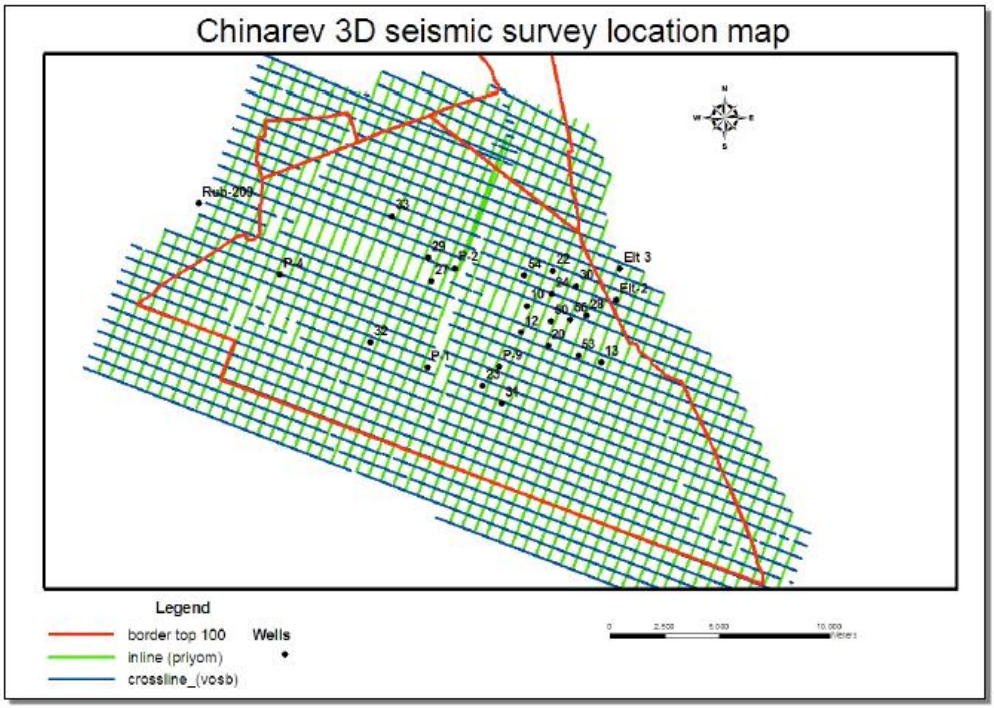


Рисунок 6: Карта расположения 3D сейсмической разведки Чинаревского месторождения

Данные 3D сейсмической разведки были получены и обработаны компанией ГЕОТЕХ в 1998 году, и качество данных является очень высоким. Основные картируемые горизонты легко сопоставляемы, и дефекты четко выражены.

Teknica Overseas Ltd завершила первую расшифровку 3D сейсмической разведки в 1999 году. В 2003 году эта расшифровка была рассмотрена компанией Netherland Sewell Associates Int.

(NSAI) для ее независимого отчета о запасах[2] и распространила структурное картирование для объемных расчетов на бийскую и афонинскую формации.

NSAI провела инверсионную обработку на участке в 100 кв. км. на восточной части данных 3D сейсмической разведки, и полученная в результате величина акустического сопротивления была инверсионно преобразована в глубину с использованием мощности поля скоростей. Величина инверсии была использована для построения карты изопахит эффективной мощности турнейского интервала. Карта эффективной мощности толщины турнейского интервала и структурные карты бийского и афонинского горизонтов были впоследствии использованы компанией Ryder Scott для оценки запасов в 2004 году и в 2006 году. В 2004 году и в 2005 году несколько геологических и геофизических исследований были проведены различными компаниями (Каспиймунайгаз, НИПИнефтегаз, Ойл-ГеоКонсалтинг и Тамко). Были созданы первые структурные карты горизонтов живетского резервуара (компанией Ойл-ГеоКонсалтинг), которые использовались для первых оценок запасов живетского резервуара. Компания Ryder Scott также использовала эти карты для своих оценок запасов в 2006 году.

В 2006 году повторная обработка и расшифровка данных 3D сейсмической разведки была проведена в компаниях PGS-GIS Geophysical Services Center и AGR Petroleum (в прошлом RES), обе расположены в Алматы. Передовые методы обработки и расшифровки позволили осуществить точное картирование временных областей резервуаров под кунгурской солью. Окончательный отчет, включая новые геологические карты всех резервуаров, был получен в мае 2007 года. Картирование было изучено компанией Ryder Scott, и карты были использованы в нашем Отчете компетентного лица (ОКЛ) в 2007 году.

Ни рисунке ниже показано качество данных и особенности геологического строения вновь обработанной 3D сейсмической разведки.

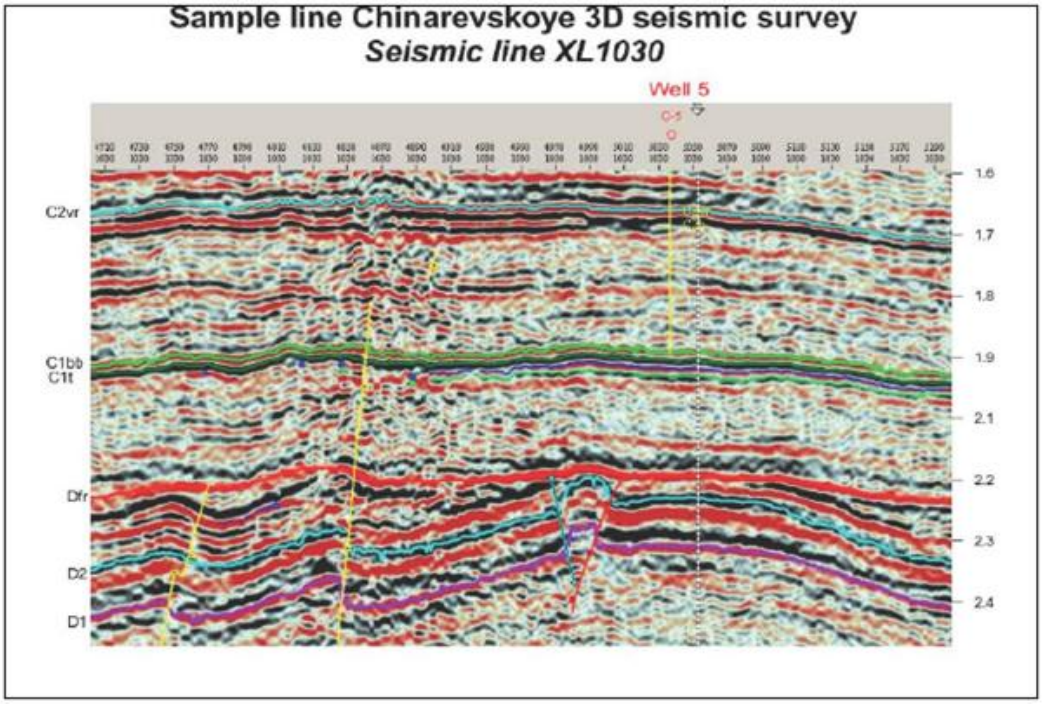


Рисунок 7: Пробоотборный профиль 3D сейсмической разведки Чинаревского месторождения

[2] **Отчет NSA 2003 года**: Оценка запасов и будущих прибылей от долей ТОО «»Жаикмунай в различных нефтяных и газовых имущественных объектах, расположенных на Черняковском месторождении Республики Казахстан по состоянию на 30 сентября 2003 года. Netherland, Sewell and Associated, Inc (NSA)

Однако глубинное картирование под франским несогласным залеганием пластов, на основе данной работы, потребовало улучшения. Таким образом, в 2008 году компанией AGR был создан новый куб скоростей, и после глубинной миграции до суммирования новые карты глубин среднедевонских горизонтов были значительно более высокого качества (Рисунок 8). Эти карты были изучены компанией Ryder Scott и использованы для расчетов балансовых запасов при оценке запасов в 2008 году. С тех пор карты ежегодно обновлялись с учетом результатов, достигнутых на пробуренных скважинах. Использованные для настоящего отчета карты были заимствованы из обновления, проведенного компанией Reservoir Evaluation Services Ltd (RES) в 2012 году.

Повторная обработка сейсмических данных была проведена компанией RES в 2013 году и привела к созданию нового куба времени миграции до суммирования. На основе данных повторной обработки и на основе результатов, полученных на новых скважинах, разрабатывается новая модель скоростей с последующим глубинно-временным преобразованием разреза, что позволит осуществлять более точное картирование дефектов и дробление резервуара. Расшифровка повторной обработки сейсмических данных должна быть закончена в марте 2014 года. Жаикмунай ожидает, что новая расшифровка не только предоставит более четкую структурную модель резервуаров, но также поможет уточнить размещение терригенных двонских резервуаров.

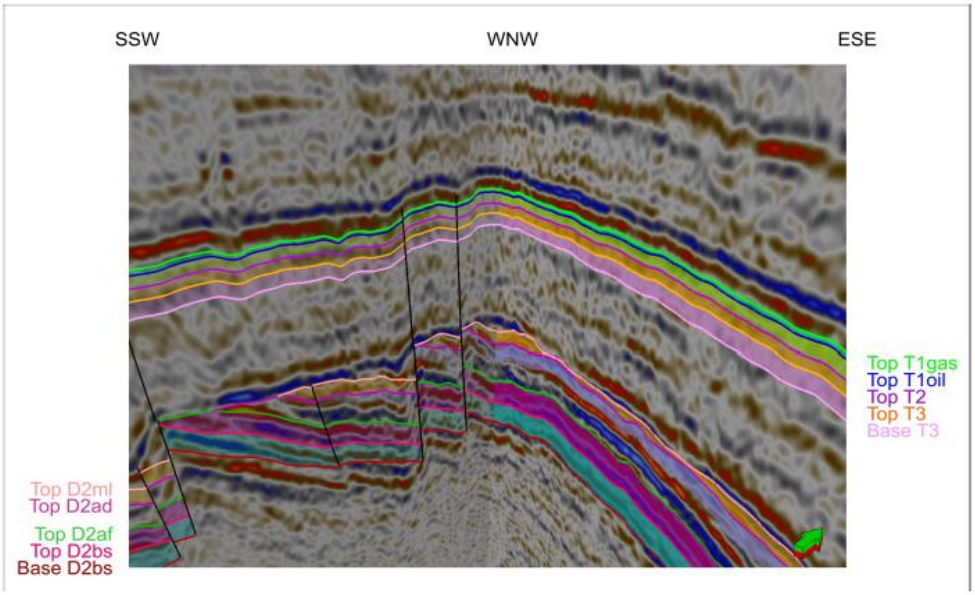


Рисунок 8: Сейсмический разрез турнейского и девонского резервуаров

По состоянию на 31 августа 2013 года следующие резервуары были указаны на карте в пределах Чинаревского лицензионного участка:

нижнекаменноугольный турнейский ярус - 4 резервуарных горизонта (T1gaz, T1oil, T2 и T3);

среднедевонский живетский ярус– 2 формации (D2ml – муллинская, D2ad – ардатовская);

среднедевонский эйфельский ярус – 2 формации (D2af – афонинская, D2bs – бийская);

нижнепермский – 2 формации (P1ar-as – артинско-ассельская, P1fl – филипповская).

Для этих залежей компания RES, Алматы, создала структурные карты, карты мощности, карты эффективной мощности и карты эффективной мощности толщины пласта.

турнейский резервуар:

- северная залежь – 4 резервуарных горизонта T1gas, T1oil, T2 и T3;
- южная залежь – 3 резервуарных горизонта T1, T2 и T3;

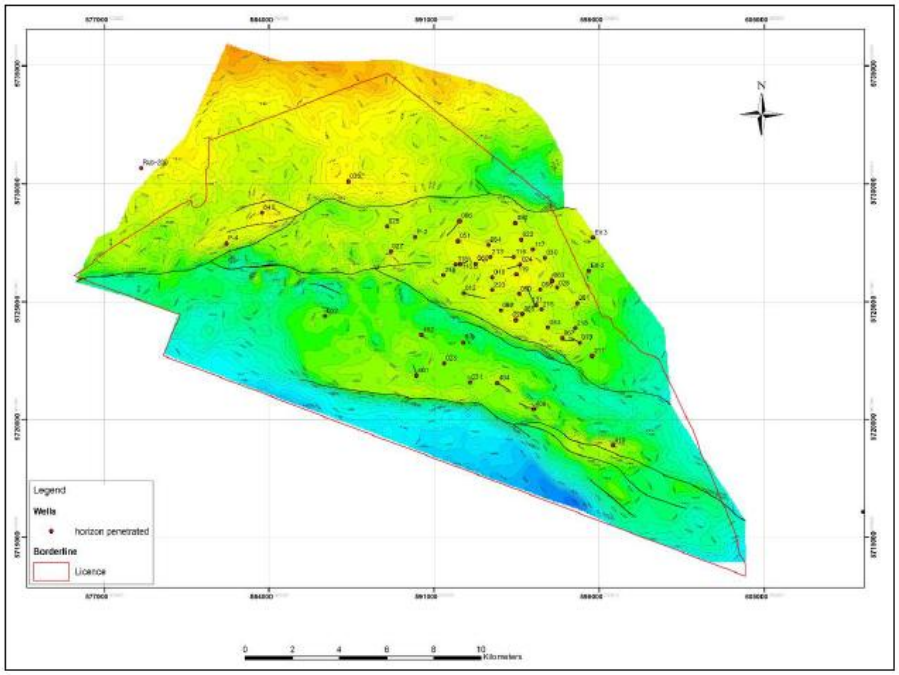


Рисунок 9: Структурная карта турнейского резервуарного горизонта T1gas

- турнейская северная залежь: горизонт T1 состоит из двух гидродинамических самостоятельных резервуаров. Верхний резервуар T1gas представляет собой газосодержащий резервуар. Он покрывает нефтеносный резервуар T1oil;
- турнейская южная залежь: (поисковые скважины №23, 31, 32 и P9 на участке). Горизонт T1 состоит из единственного содержащего газовый конденсат резервуара T1gas.

бийский и афонинский резервуары:

- бийский/афонинский северо-восточный участок (скважины №10 и 20);
- бийский/афонинский западный участок (скважины №4 и 33).

Скважина №4 успешно испытала бийский резервуар в западном взбросе, что также было подтверждено поисковой скважиной №33. Обе скважины провели испытания газового конденсата как в бийском, так и в афонинском резервуарах на западном участке. Скважина №45 также подтвердила наличие углеводородов в этом горизонте резервуара.

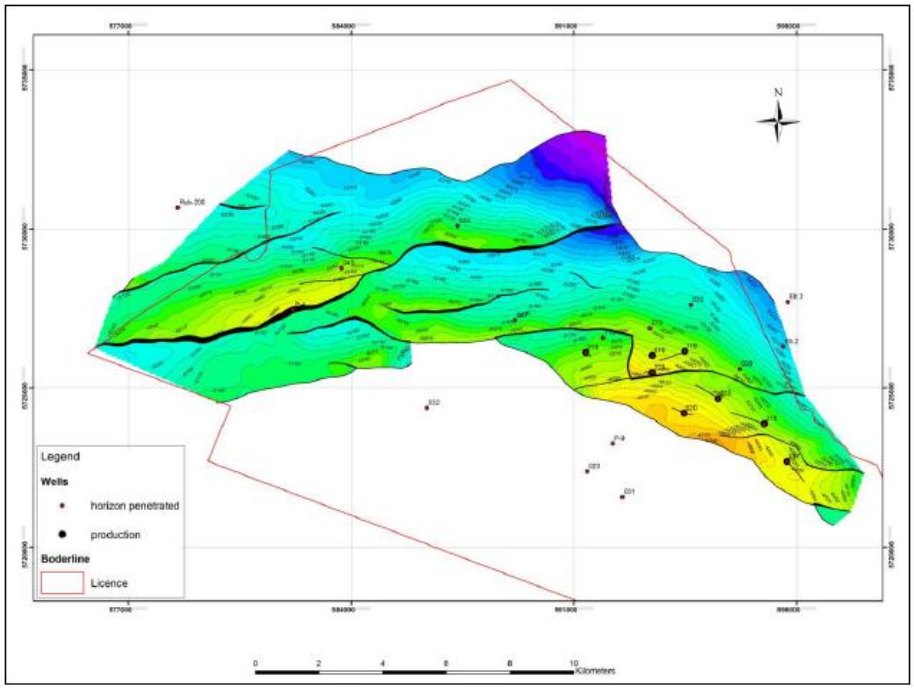


Рисунок 10: Структурная карта бийского резервуара

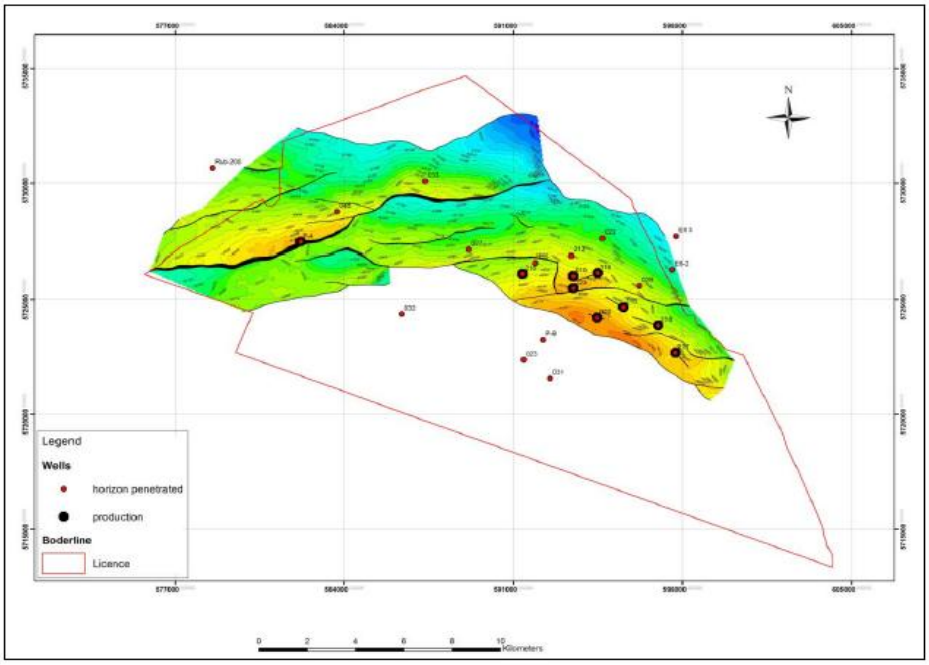


Рисунок 11: Структурная карта афонинского резервуара

Живетский резервуар:

Муллинский горизонт

- живетский муллинский западный участок;
- живетский муллинский северо-восточный участок;
- живетский муллинский южный участок;

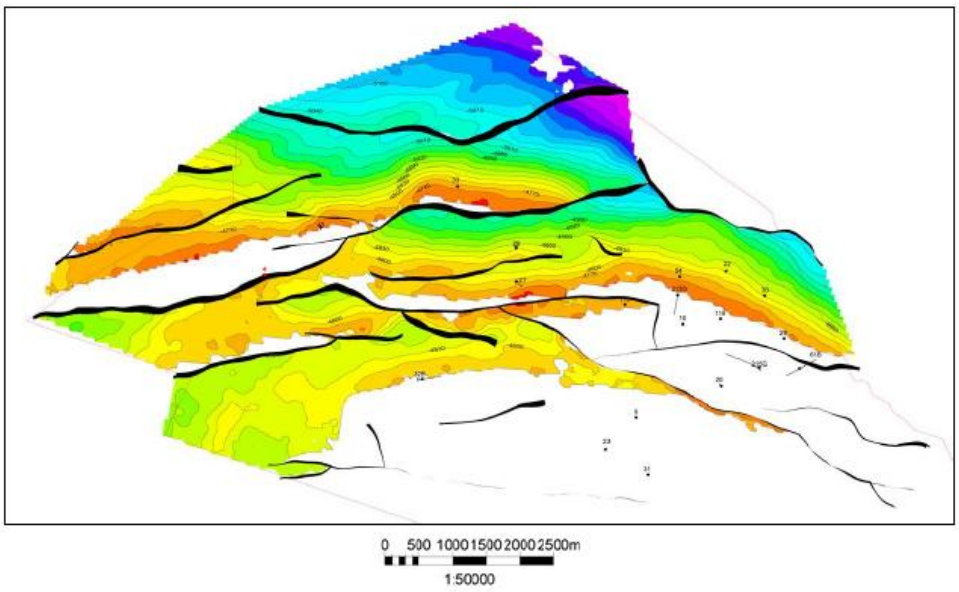


Рисунок 12: Структурная карта живетского муллинского резервуара

- муллинский западный резервуар: на основе данных от поисковых скважин №33 и 45 на этот резервуар были отнесены только условные ресурсы.

- муллинский северо-восточный резервуар: скважина №54 испытала нефть на данном резервуаре и уточнила открытие, сделанное скважиной №22. Результаты пробной эксплуатации показали, что при использовании штуцера нужного диаметра можно достичь стабильных объемов добычи в размере 80 куб.м. нефти/день. Исследование на базе динамического моделирования в отношении Чинаревских газоконденсатных горизонтов[3], проведенное компанией Schlumberger в 2008 году, показало, что, используя горизонтальные скважин, можно значительно увеличить уровни добычи из вертикальных скважин. На скважине №57 была осуществлена зарезка бокового ствола, и скважина была отведена в муллинский горизонт. К сожалению, использованная технология бурения не имела успеха, что привело к повреждению резервуара. Таким образом, новая технологическая оценочная скважина будет пробурена в 2016.

- муллинский южный резервуар: муллинский южный резервуар прошел испытания на скважине №32 в мае 2008 года. Комплексное исследование с использованием ППК (PLT) живетского воробьевского и ардатовского/муллинского горизонтов было проведено 22 мая 2008 года. Это исследованием показало, что приток легкой нефти в размере 145 куб.м./день был получен из муллинского/ардатовского интервала.

Ардатовский горизонт

- ардатовский западный участок;

- ардатовский северо-восточный участок;

- ардатовский южный участок

[3] Чинаревское месторождение, Композиционное моделирование, Республика Казахстан, Data & Consulting Services, Алматы, Республика Казахстан

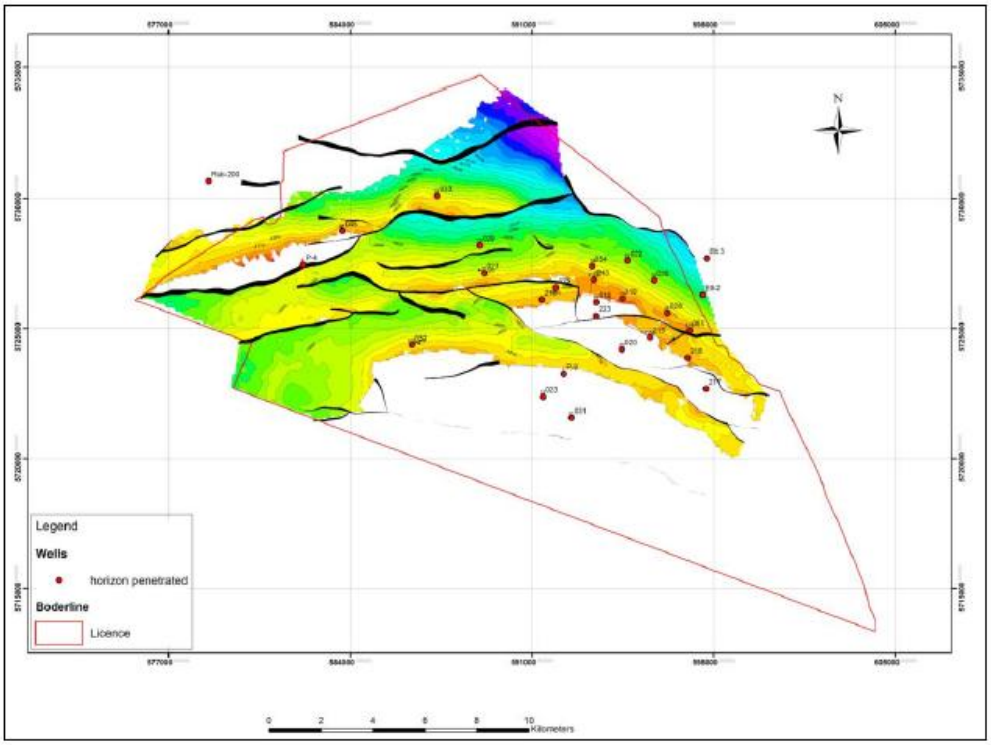


Рисунок 13: Структурная карта живетинского ардатовского резервуара

- ардатовский западный резервуар: был переведен в категорию запасов на основе результатов испытания скважины №33 через обсадную колонну, при которых ППК (PLT) показал наличие притока воды в скважину из нижней части этого горизонта.

- ардатовский северо-восточный резервуар: был обнаружен в 2006 году скважиной №28. Была осуществлена длительная пробная эксплуатация, и не было практически никакого спада добычи нефти в течение периода такой эксплуатации. Промышленная добыча на резервуаре осуществляется с мая 2011 года. В настоящее время добыча осуществляется со скважин № 28, 213 и 115 этого участка.

- ардатовский южный резервуар: ардатовский южный резервуар прошел испытания в рамках смешанного ИПП испытания живетинского резервуара в скважине № 32 в мае 2008 года. Первоначально предполагалось, что приток был получен из муллинской части резервуара, в то же время повторная расшифровка данных показала, что основной приток был получен с ардатовского горизонта (см. также муллинский южный).

Характеристики углеводородов

Турнейские нефтяные горизонты: согласно поверхностным условиям средняя плотность нефти составляет 822 кг/куб.м., содержание серы составляет 0,01%, содержание меркаптана составляет 0,015%. Газосодержание нефти (GOR) на горизонтах T2 и T3 составляет 130 куб.м./куб.м., а для горизонта T1oil этот показатель колеблется в пределах 170-190 куб.м./куб.м.. Средний уровень содержания метана из газа дегазации составляет 60,99%, этана – 18,14%, пропана – 10,3%, бутана – 3,55%, C5+ - 1,53%. Содержание сероводорода (H2S) составляет 1,1 мол.%.

Турнейские газоконденсатные горизонты: характеристики жидкости были получены из анализа газового конденсата скважины №23 посредством ППК (PLT). Содержание метана в пластовой жидкости составляет 67,56%, этана – 11,48%, пропана – 4,53%, бутана – 2,56%, пентана + высших углеводородов – 10,86%. Содержание кислых компонентов в газе составляет: двуокись

углерода – 0,73%, сероводород – 0,15%, азот – 2,11%. Плотность стабильного конденсата равна 774,7 кг/куб.м. Выход конденсата составляет 659 г/куб.м.

Ардатовский горизонт: характеристики жидкости были получены из анализа газового конденсата скважины №28 с перфорационными каналами на уровне 4 864-4 873 м посредством ППК (PLT). Содержание метана в пластовой жидкости составляет 80,48%, этана – 7,74%, пропана – 3,34%, бутана – 1,34%, пентана + высших углеводородов – 5,57%. Содержание кислых компонентов в газе составляет: двуокись углерода – 1,11%, сероводород – 0,00%, азот – 0,37%. Плотность стабильного конденсата равна 754,6 кг/куб.м. Выход конденсата составляет 300 г/куб.м.

Муллинский горизонт: характеристики жидкости были получены из анализа газового конденсата скважины №22 посредством ППК (PLT). Содержание метана в пластовой жидкости составляет 58,26%, этана – 14,58%, пропана – 7,39%, бутана – 3,72%, пентана + высших углеводородов – 14,05%. Содержание кислых компонентов в газе составляет: двуокись углерода – 1,66%, сероводород – 0,00%, азот – 0,34%. Плотность стабильной жидкой фазы равна 775,1 кг/куб.м. Выход конденсата составляет 898 г/куб.м.

Бийский и афонинский горизонты: характеристики жидкости бийского и афонинского горизонтов немного отличаются. Причина состоит в том, что высота залежи углеводородов составляет 400 м. Поскольку добываемый газовый конденсат будет получаться в смешанном потоке как из бийского, так и из афонинского резервуара, нижеприведенные характеристики жидкости указываются в качестве средних значений для обоих горизонтов. Они получены из анализа смешанного потока из скважины №20 посредством ППК (PLT). Содержание метана в пластовой жидкости составляет 64,38%, этана – 14,43%, пропана – 4,72%, бутана – 2,17%, пентана + высших углеводородов – 11,64%. Содержание кислых компонентов в газе составляет: двуокись углерода – 1,60%, сероводород - 0.00%, азот – 1,00%. Плотность стабильного конденсата составляет 760 кг/куб.м.. Выход конденсата составляет 681 г/куб.м.

Башкирские нефтяные горизонты: После стандартноо разделения плотности нефти составляет 794 кг/куб.м., содержание серы составляет 0,4%, парафина – 4,81%. Газосодержание нефти (GOR) составляет 167 куб.м./куб.м. Средний уровень содержания метана из газа дегазации составляет 49,9%, этана – 13,9%, пропана/бутана – 20,6%, C5+ - 8,2%. Содержание сероводорода (H2S) составляет 1,1 мол.%

История бурения

В общей сложности на Чинаревском месторождении было пробурено 56 разведочных и эксплуатационных/нагнетательных скважин. На конец августа 2013 года на 29 из них осуществляется добыча, 3 являются нагнетательными, находятся в процессе бурения, 8 находятся в процессе испытаний или по ним ожидается принятие решения, 3 законсервированы и 2 скважины ликвидированы. Все 6 скважин, которые были пробурены в советское время, были зацементированы и ликвидированы, включая скважину, открывшую месторождение.

В 1991 году в скважине №4 в среднедевонском эйфельском ярусе афонинской формации были обнаружены углеводороды. Открытие нижнекаменноугольного турнейского резервуара произошло в 1992 году в скважине №10. Этак скважина также успешно протестировала среднедевонский эйфельский ярус афонинской и бийской формаций. В 2003 скважина №22 обнаружила муллинский резервуар среднедевонского живетского периода. В 2004 году скважина №20 успешно протестировала нижнепермский резервуар. Ардатовский резервуар среднедевонского живетского периода прошел успешные испытания на скважине №28 в 2006 году. В 2007 году скважина №54 обнаружила нефть в среднекаменноугольной башкирской формации. В мае 2008 года этот интервал прошел испытание в открытом стволе в скважине №51. Успешное испытание через обсадную колонну было осуществлено в скважине №31 в верхнедевонском фаменском резервуаре на южном участке. Скважина №33 успешно протестировала афонинский/бийский и турнейский на западном участке, а скважина №32

протестировала муллинский резервуар на южном участке. Скважина №115 протестировала газовый конденсат на воробьевском горизонте среднедевонского живетского периода.

В северной части месторождения (на северо-восточном или на центральном участке) 4 скважины были пробурены до периода лицензионного соглашения. (№5, 10, 12 и 13). Добыча на трех из этих скважин (№10, 12 и 13) была позднее возобновлена. Скважины №12 и 13 были углублены посредством наклонно направленного бурения в основной турнейский резервуар, и 3 скважины были пробурены после этого: скважины №20, 22 и 24 были пробурены в течение первого периода разведки. Оценочные скважины №28, 29, 30 и 27 были пробурены в 2006/07 годах. На скважинах №28 и 30 в настоящее время осуществляется добыча из турнейского резервуара, скважина №27 протестирует бийско/афонинский резервуар, протестированный после ремонта. Скважины №50, 51, 52, 54, 56, 62 и 115 были окончательно утверждены в качестве эксплуатационных скважин, и в течение ближайших лет дополнительные эксплуатационные скважины будут пробурены впритык друг к другу. В 2010 году скважина 115 будет преобразована в нагнетательную скважину. Турнейская эксплуатационная скважина №53 была повторно закончена в качестве нагнетателя в декабре 2008 года. Третья нагнетательная скважина – скважина №121 – была пробурена в 2008 году и в настоящее время ожидает ремонта. Две другие нагнетательные скважины, предусмотренные в плане разработки, скважины №61 и 57 уже были пробурены в первой половине 2008 года. Однако пробное нагнетание в скважине 61 не было успешным из-за различных геологических и технических проблем.

За пределами северной залежи в течение советского периода было пробурено в общей сложности 5 скважин (Р1, Р2, Р9, №4 и 7). Все они были зацементированы и ликвидированы из-за различных технических или геологических проблем. В эту группу входит скважина №4, «скважина, открывшая» Чинаревское месторождение.

В южном блоке в 2005 году была пробурена оценочная скважина №23, которая успешно протестировала газовый конденсат на турнейском горизонте Т1 в феврале 2006 года, а нефть – в мае 2007 года на горизонте Т2. Две оценочные скважины, скважина №31 и 32, были пробурены и испытаны в 2007-2008 годах. Скважина №32 имела непромышленный приток с турнейского резервуара Т1, но она успешно протестировала среднедевонский муллинский/ардатовский резервуар. Скважина №31 успешно протестировала турнейский резервуар и обнаружила залежи газового конденсата в девонских фаменских резервуарах. В 2012 году она успешно протестировала каменноугольный бобриковский резервуар. В течение 2011-2013 годов были пробурены скважины №401, 402, 404, 406, 407 и оконтуривающая скважина №410.

В западном блоке, в 2007-2008 годах была пробурена разведочная скважина 33. Скважина успешно протестировала бийский/афонинский резервуар в этой части Чинаревского месторождения, и в настоящее время на ней осуществляется добыча из турнейского резервуара. Скважина №45 была пробурена в этом блоке в 2001 году качестве оценочной скважины. Испытания были проведен в 6 стратиграфических единицах. Промышленный приток был получен из башкирского горизонта.

По состоянию на август 2013 года было пробурено в общей сложности 56 скважин. В настоящее время на 5 из них продолжается бурение (№223, 208, 402, 59, 60). Шесть скважин зацементированы и ликвидированы (Р-1, Р-2, Р-9, №4, 5, 7). На двадцати девяти осуществляется добыча (нефтяные скважины №10, 22, 54, 51, 52, 62, 65, 63, 56, 30, 115-В, 116, 67, 33, 24-В, 57, газоконденсатные скважины №23, 401, 404, 406, 28, 115, 213, 119, 215, 20, 218, 217, 216).

Общий обзор разведочных и эксплуатационных скважин, пробуренных на Чинаревском блоке, представлен на следующем рисунке.

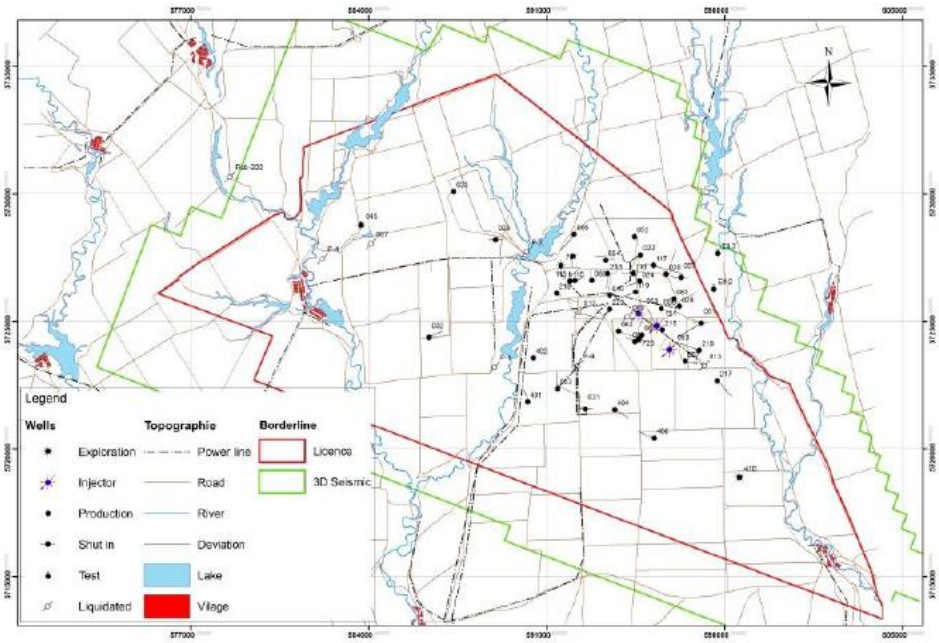


Рисунок 14: Карта расположение Чинаревской скважины и статус скважины по состоянию на август 2013 года

История добычи

На северном участке в настоящее время добыча из турнейского резервуара осуществляется на 16 скважинах. Первая добыча была осуществлена в 2000 году из скважины №10.

К 31 августа 2013 года в общей сложности 3 500 438 тонн нефти (около 8,47 миллионов баррелей нефти) было добыто на этом участке (см. таблицу 2 и рисунок 15). Самый высокий уровень добычи на турнейском резервуаре достигается после кислотной обработки. Кислотная обработка стала стандартной процедурой для стимуляции скважины и повышения уровня добычи. Комплексная программа ремонтных работ была проведена в 2006-2007 годах с целью повышения уровня добычи нефти из старых скважин, и снизить добычу газа на этих скважинах. Установка двойных пакеров для изолирования газоконденсатного горизонта T1gas от нефтяных горизонтов и для получения возможности использовать газлифтный подъемник для добычи нефти стала стандартной процедурой для турнейского северо-восточного резервуара.

Таблица 2: Добыча сырой нефти на Чинаревском месторождении в 2000-2013 годах (в метрических тоннах)

Месяц/год	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Январь	0	3 104	4 945	6 249	11 402	10 566	9 270
Февраль	0	2 570	4 331	6 964	10 172	8 133	9 586
Март	0	3 623	4 839	8 647	9 903	8 812	8 852
Апрель	0	3 626	6 462	6 155	10 141	8 706	8 971
Май	0	4 235	7 818	6 379	10 081	8 697	8 491
Июнь	0	4 589	7 378	6 211	9 175	9 279	9 142
Июль	0	4 529	7 258	13 458	8 857	9 415	12 498
Август	0	4 505	6 738	15 133	9 299	8 195	12 067
Сентябрь	3 394	4 281	6 322	13 383	8 639	8 687	13 837
Октябрь	3 517	4 302	6 851	14 554	8 889	8 823	14 964
Ноябрь	3 311	4 448	6 436	10 748	8 256	8 932	14 752
Декабрь	3 252	4 918	5 814	11 805	10 634	9 421	16 267
Итого	**13 473**	**48 730**	**75 194**	**119 686**	**115 447**	**107 665**	**138 698**

Месяц/год	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Январь	18 300	18 925	28 083	31 594	30 982	53 025	69 471
Февраль	16 047	18 770	27 276	26 414	21 182	49 695	70 496
Март	18 941	21 255	32 014	26 939	24 587	56 700	78 171
Апрель	19 123	20 669	28 882	25 225	34 506	55 410	72 692
Май	16 687	17 911	27 796	30 146	32 512	56 811	74 265
Июнь	17 956	16 828	26 629	29 409	35 481	58 962	72 926
Июль	18 564	15 811	27 261	40 593	34 522	69 512	72 014
Август	21 171	26 312	28 231	31 750	32 792	65 556	75 388
Сентябрь	20 629	26 406	27 290	31 955	36 504	61 856	0
Октябрь	18 108	28 300	32 435	27 586	36 054	58 028	0
Ноябрь	21 389	19 054	28 406	31 749	41 205	67 320	0
Декабрь	22 184	11 921	29 749	28 483	40 593	65 171	0
Итого	**229 099**	**242 162**	**344 052**	**361 844**	**400 921**	**718 045**	**585 422**
Совокупный итог	**3 500 438**						

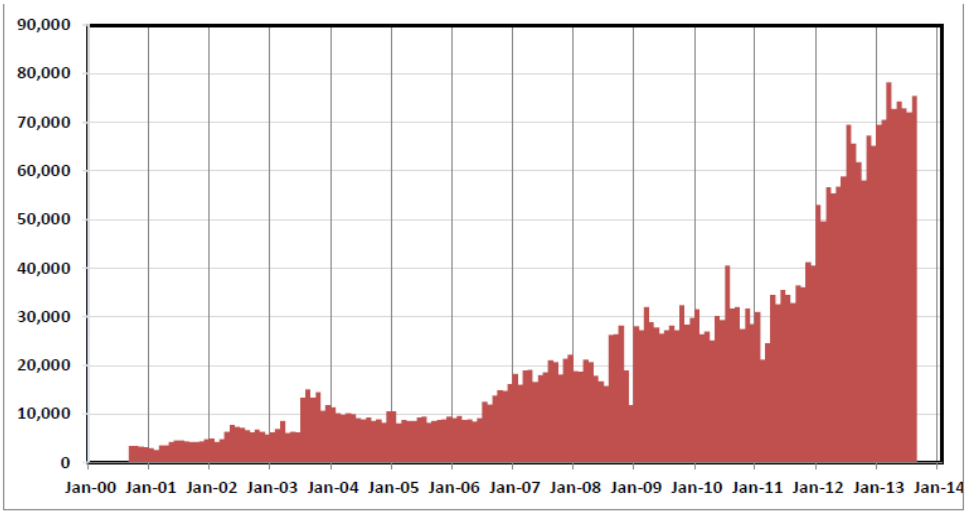


Рисунок 15: Добыча нефти на Чинаревском месторождении (в метрических тоннах в месяц)

Почти весь попутный и природный газ, добытый на нефтегазоконденсатных скважинах, был использован с момента начала эксплуатации установки подготовки газа в мае 2011 года.

Шесть буровых установок в настоящее время расположены на месторождении, 1 буровая установка UNGG, 2 буровые установки Saipem, 2 буровые установки Xibo и 1 буровая установка Sun.

Общие предположения

Профили добычи покрывают весь лицензионный период до 31 декабря 2032 года для всех залежей кроме турнейской северной, на которой этап добычи заканчивается 31 декабря 2031 года. Добыча нефти осуществляется на скважинах турнейской северной, башкирской и пермской залежей. Газ в настоящее время добывается на скважинах турнейской южной, ардатовской северной, бийско-афонинской северо-восточной залежей. Добыча с муллинской залежи начнется в 2016 году. Третья технологическая линия будет введена в июле 2016 года. Будет продолжено осуществление проекта закачки воды на турнейском резервуаре. В дополнение к 3 существующим нагнетательным скважинам, будут пробурены 3 новых нагнетателя, и одна эксплуатационная скважина будет преобразована в нагнетатель в 2017 году.

Для нефтяных залежей объемы СУГ и конденсата были рассчитаны на основе смеси газа дегазации и газа, полученного от дегазации нефти. Для газоконденсатных залежей объемы СУГ и конденсата были рассчитаны на основе смеси добытого газа, с учетом изменений в смеси, вызванных снижением давления в резервуаре.

Специальные предположения в отношении моделирования профиля добычи

Турнейский северный резервуар

- Тип резервуара: карбонаты с кавернозной и внутрикристаллической пористостью.
- Количество пластов: 4 отдельных резервуара, T1g, T1o, T2 и T3.
- Верхний пласт T1g является газоконденсатным пластом, три резервуара под ним представляют собой нефтяные резервуары.
- Вид разработки: добыча нефти с первоначальный искусственным газлифтным подъемником посредством перфорации резервуара T1g, закачка воды с 2009 года.
- Общее количество скважин: 38, включая 1 крайне искривленную скважину, три существующих нагнетателя, три новых нагнетателя и одну планируется использовать в качестве нагнетателей. Одновременная добыча из резервуаров может осуществляться не более чем на 27 скважинах.
- Соотношение вторичной и первичной добычи предполагается в пропорции 1:1 на основании аналогичного выполнения работы по закачке воды на месторождениях, имеющих сходные параметры резервуаров и расположенных в пермском бассейне, Западный Техас, Соединенные Штаты Америки.
- См. рисунки 16 и 17 и таблицу 3.

Турнейская южная

- Тип резервуара: карбонаты с кавернозной и внутрикристаллической пористостью.
- Количество пластов: 3 отдельных резервуара, T1, T2 и T3.
- Верхний пласт T1 является газоконденсатным пластом, резервуар T2 под ним является и нефтяным резервуаром, тестирование резервуара T3 еще не проводилось.
- Вид разработки: осуществление добычи планируется только из газоконденсатного пласта T1: Всего эксплуатационных скважин: 10 вертикальный скважин, одновременная добыча из этого резервуара осуществляется максимум на 8 скважинах.

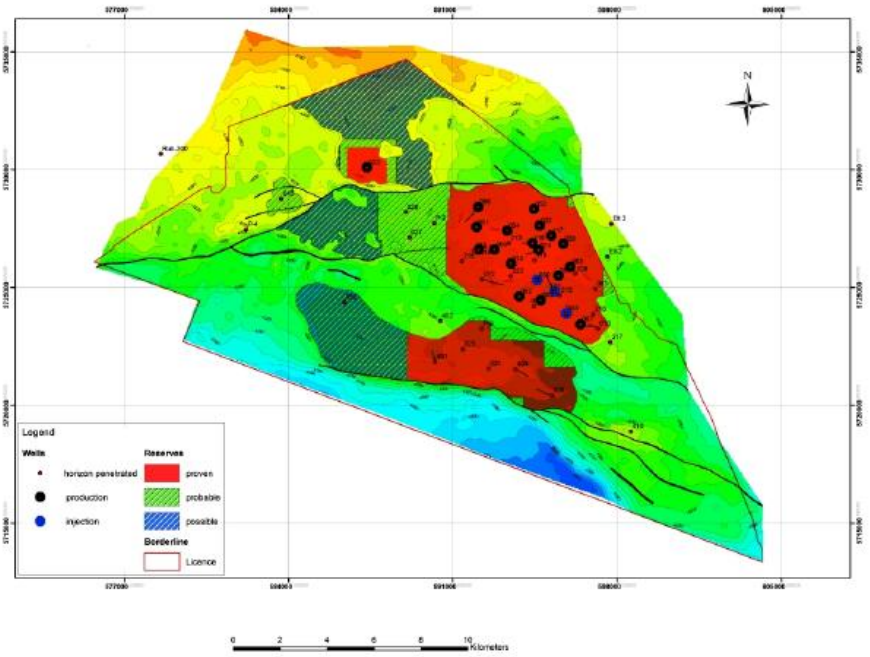


Рисунок 16: Запасы и карта расположения скважины турнейского газового резервуара T1 Gas

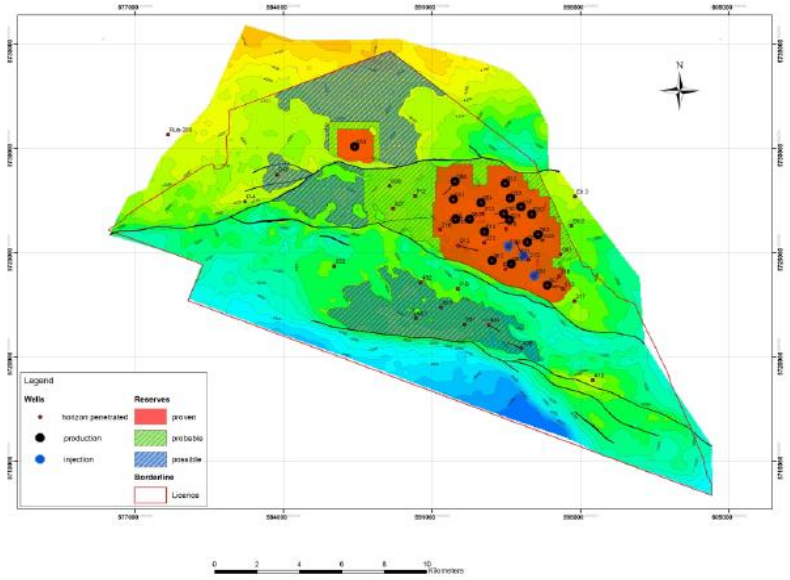


Рисунок 17: Запасы и карта расположения скважины турнейского нефтяного резервуара T1 Oil

Таблица 3: Параметры резервуара турнейских резервуаров

Квантили						
Пласт	**Параметр**	**Единица измерения**	**P90**	**P50**	**P10**	**Средняя величина**
T1gaz	N/G		0,632	0,697	0,752	0,696
	Phi	%	4,28	4,97	5,61	5,22
	GThk	m	12,6	13,2	13,8	13,2
	NThk	m	8,3	9,0	10,0	9,1
T1oil	N/G		0,455	0,528	0,603	0,525
	Phi	%	3,24	3,58	3,96	3,60
	GThk	m	36,4	37,1	37,8	37,1
	NThk	m	16,0	18,2	21,0	18,3
T2	N/G		0,446	0,499	0,561	14,904
	Phi	%	3,85	4,41	4,97	4,65
	GThk	m	33,1	33,8	34,5	33,8
	NThk	m	14,9	17,0	19,6	17,2
T3	N/G		0,314	0,499	0,561	0,501
	Phi	%	2,72	2,98	3,25	3,13
	GThk	m	49,0	50,6	51,8	50,5
	NThk	m	16,9	20,8	24,8	20,8

Бийский и афонинский

- Тип резервуара: карбонаты с кавернозной и внутрикристаллической пористостью.
- Количество пластов: 2 отдельных резервуара, афонинский и бийский.
- Оба резервуара являются газоконденсатными пластами.
- Общее количество скважин: 28 горизонтальных скважин (горизонтальный разрез = 950 м), из которых 14 будут пробурены на северном участке и 14 на западном участке
- См. рисунки 18 и 19 и таблицу 4.

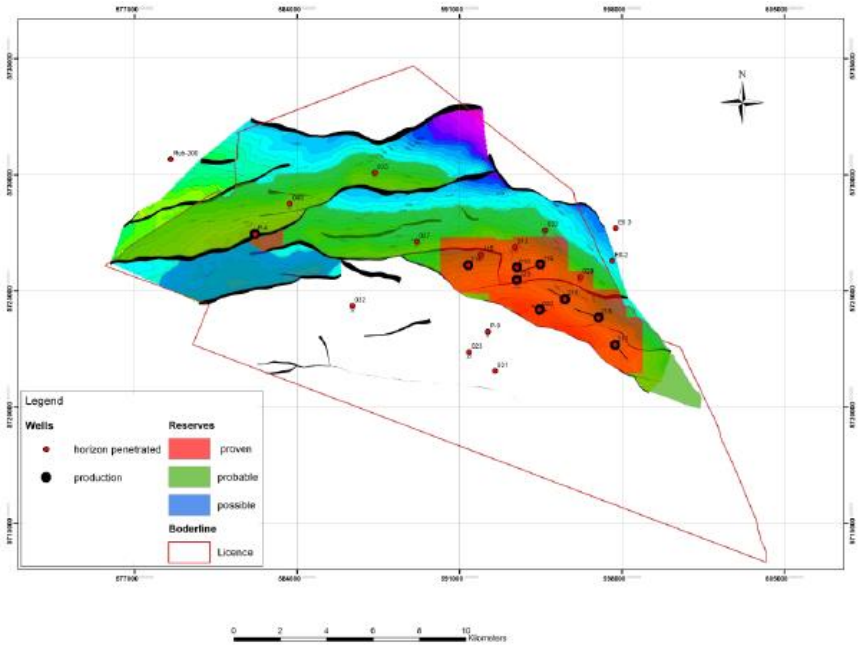


Рисунок 18: Карта статуса резервов среднедевонского афонинского горизонта

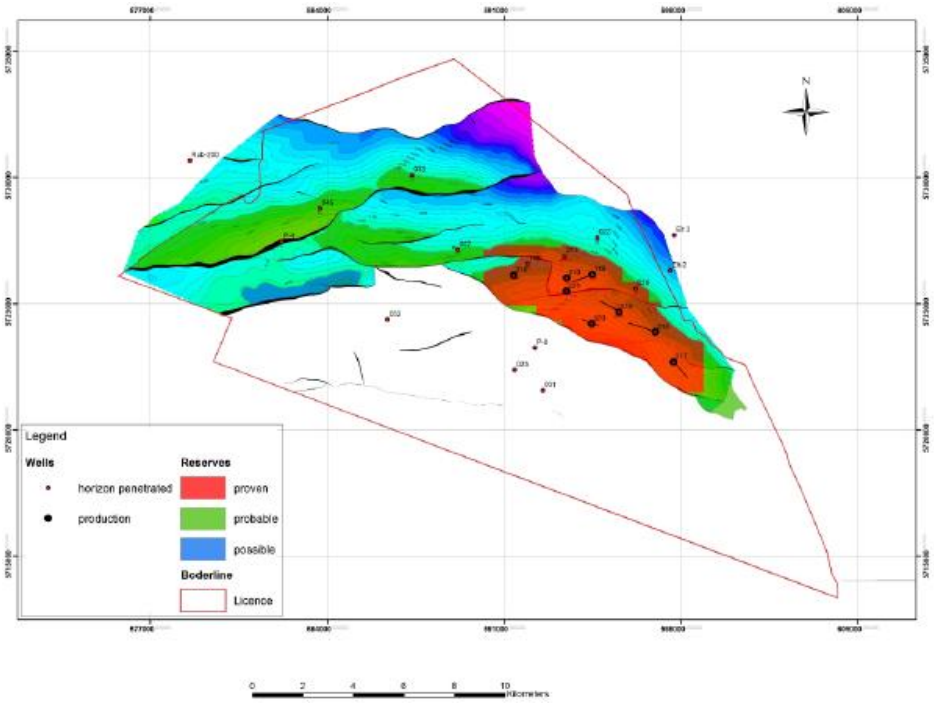


Рисунок 19: Карта статуса резервов среднедевонского бийского горизонта

Таблица 4: Параметры резервуара бийского и афонинского резервуаров

			Квантили			
Пласт	**Параметр**	**Единица измерения**	**P90**	**P50**	**P10**	**Средняя величина**
Бийский 1	N/G					
	Phi	%	4,25	4,44	4,25	0,00
	GThk	м	21,6	22,6	21,6	0,0
	NThk	м	9,2	11,0	9,2	0,0
Бийский 2	N/G		0,399	0,479	0,401	0,000
	Phi	%	4,66	5,15	4,65	0,00
	GThk	м	25,5	26,7	25,6	0,0
	NThk	м	10,1	11,9	10,2	0,0
Бийский 3	N/G		0,301	0,369	0,300	7,827
	Phi	%	4,19	4,65	4,19	0,00
	GThk	м	24,4	25,3	24,5	0,0
	NThk	м	7,8	9,3	7,8	0,0
Бийский 4	N/G		0,341	0,415	0,342	0,000
	Phi	%	4,50	4,80	4,49	0,00
	GThk	м	20,7	21,7	20,7	0,0
	NThk	м	6,2	7,4	6,2	0,0
Бийский 5	N/G		0,341	0,415	0,342	0,000
	Phi	%	4,93	5,64	4,94	0,00
	GThk	м	14,4	15,2	14,4	0,0
	NThk	м	3,9	4,9	3,9	0,0
Афонинский 1	N/G		0,385	0,445	0,523	0,451
	Phi	%	5,60	5,97	6,24	5,94
	GThk	м	22,6	23,4	24,3	23,4
	NThk	м	8,8	10,3	11,9	10,3
Афонинский 2	N/G		0,045	0,056	0,065	0,056
	Phi	%	4,86	5,01	5,23	5,03
	GThk	м	24,5	25,6	26,7	25,6
	NThk	м	1,2	1,4	1,7	1,4
Афонинский 3	N/G		0,128	0,056	0,065	4,321

	Phi	%	5,60	6,00	6,27	5,98
	GThk	м	33,3	34,7	36,3	34,8
	NThk	м	4,3	5,4	6,5	5,4
Афонинский 4	N/G		0,332	0,386	0,445	0,389
	Phi	%	7,63	8,18	8,72	8,16
	GThk	м	17,1	17,5	18,0	17,6
	NThk	м	5,8	6,8	7,8	6,8
Афонинский 5	N/G		0,334	0,404	0,480	0,405
	Phi	%	3,83	4,38	4,97	4,60
	GThk	м	20,5	21,3	22,1	21,3
	NThk	м	6,9	8,9	10,8	8,9

Живетско-муллинский и ардатовский резервуары

- Тип резервуара: терригенные резервуары с низким уровнем пористости.
- Количество пластов: до 3 пластов песчаника на муллинском резервуаре, которые могут быть локально разделены алевритами и окаменелой глиной, ардатовский резервуар представляет собой массивный терригенный резервуар. Качество резервуара повышается со дна до верхней части резервуара.
- Муллинский резервуар представляет собой пласт летучей нефти, а ардатовский резервуар является газоконденсатным резервуаром.
- Вид разработки: на северо-восточном муллинском резервуаре будет пробурено 11 горизонтальных скважин, а южный муллинский резервуар будет разрабатываться 1 горизонтальной скважиной. Северо-восточный ардатовский резервуар будет разрабатываться 5-ю вертикальными скважинами, а на юге добыча будет осуществляться из одной скважины.
- См. Рисунки 20 и 21 и Таблицу 5.

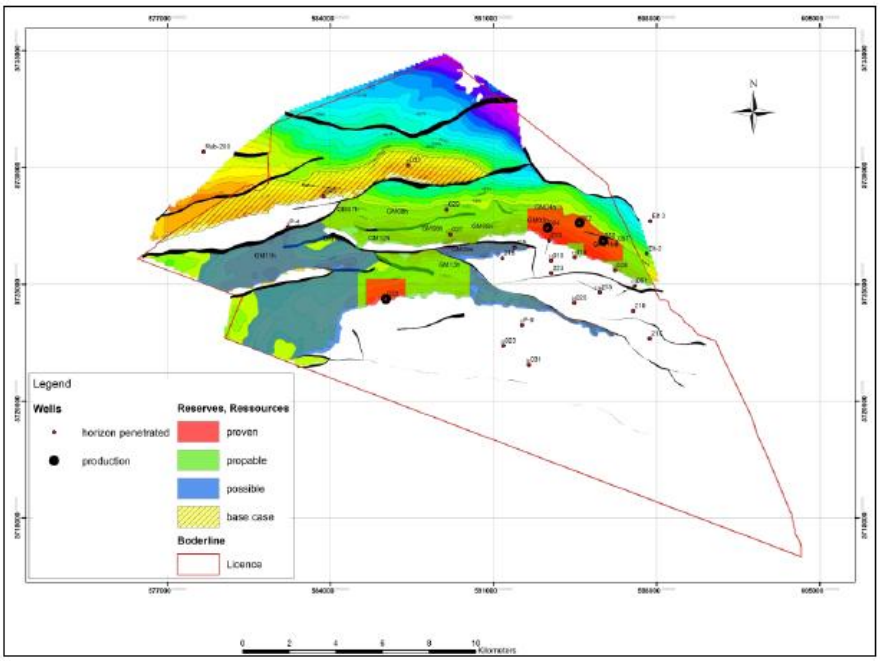


Рисунок 20: Карта статуса резервов среднедевонского муллинского горизонта

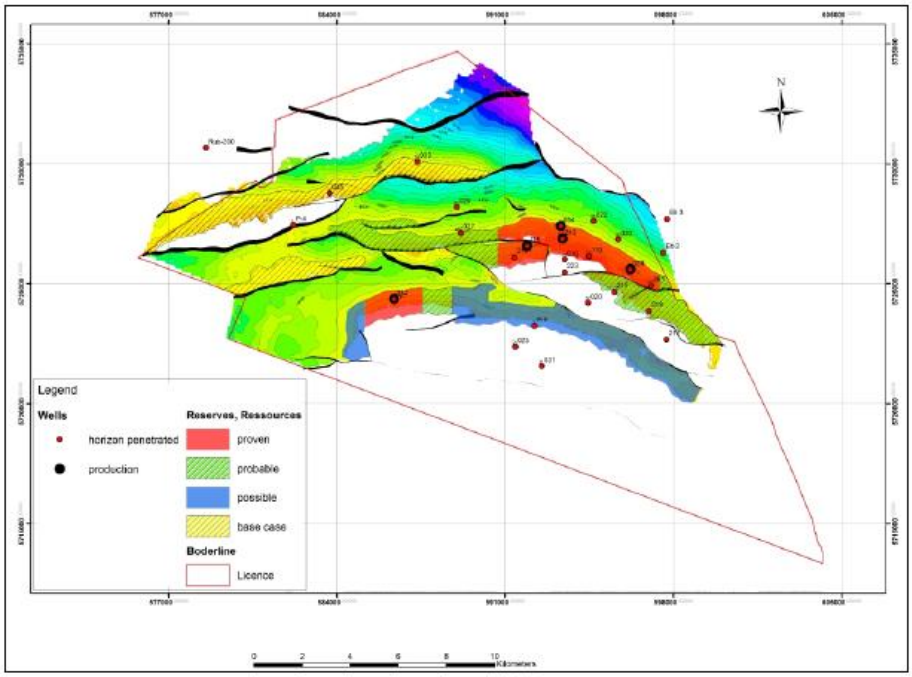


Рисунок 21: Карта статуса резервов среднедевонского ардатовского горизонта

Таблица 5: Параметры резервуара живетского резервуара

Квантили			P90	P50	P10	Средняя величина
Пласт	**Параметр**	**Единица измерения**				
Ардатовский	N/G		0,323	0,388	0,451	0,389
	Phi	%	6,34	6,56	6,79	6,56
	GThk	м	53,2	55,0	56,8	55,0
	NThk	м	16,4	18,6	21,1	18,8
Мулинский	N/G		0,133	0,160	0,184	0,159
	Phi	%	9,35	10,65	12,29	10,75
	GThk	м	41,9	46,8	50,8	46,6
	NThk	м	8,2	10,0	11,6	10,0

Башкирский резервуар

- Тип резервуара: карбонаты с пористой и пористо-кавернозной пористостью
- Количество пластов: 2 отдельных резервуара, афонинский и бисруйский
- Оба резервуара являются нефтяными пластами
- См. рисунок 22 в отношении информации о статусе запасов и башкирскую структурную карту.

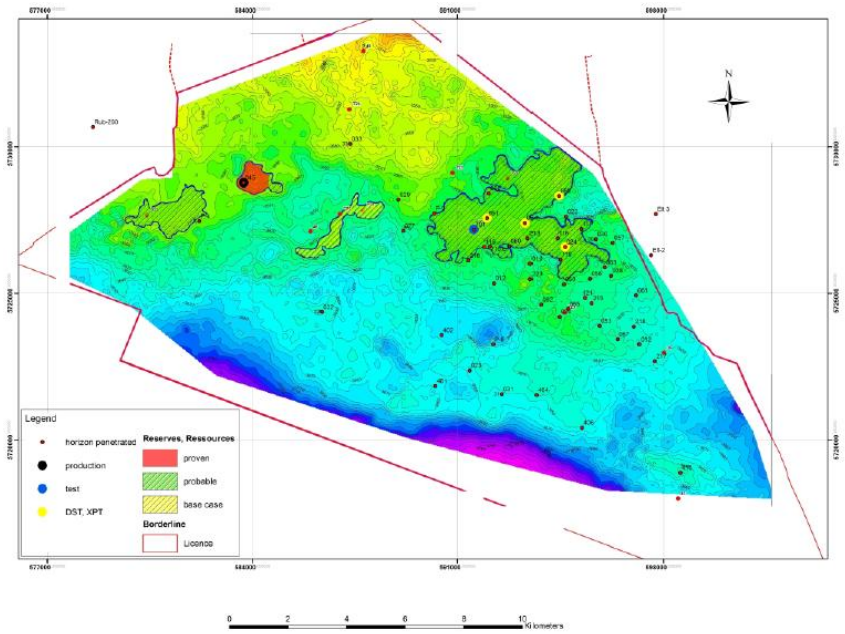


Рисунок 22: Карта статуса резервов среднекаменноугольного башкирского горизонта

Потенциал дополнительной разведки

Возможные запасы

Возможные запасы могут относиться к участкам резервуара, прилегающим к участкам с вероятными запасами, для которых управление данными и интерпретация доступных данных осуществляются со значительной меньшей степенью определенности. Очень часто это может происходить на участках, в отношении которых геофизические и инженерные данные не могут дать четкой характеристики и четко определить вертикальную нефтегазоносность резервуара для промышленной добычи из резервуара по определенному проекту. Возможные оценки также включают в себя дополнительные объемы, связанные с коэффициентами извлечения нефти по проекту помимо тех, которые установлены для вероятных запасов.

Помимо рассчитанных запасов 2P, дополнительный потенциал оценки и разведки существует на нижнепермском, бийском/афонинском, турнейском, башкирском и живетском резервуарах.

Нижнепермский резервуар

- Количество резервуаров: 2 отдельных резервуара, артинско-ассельский и филипповский.
- Вид резервуара: доломиты с внутрикристаллической пористостью, немного трещиноватые и стилолитовые пласты и доломитовые известняки с внутричастичной, кавернозной и трещиноватой пористостью (филипповский).
- Оба резервуара являются нефтеносными.
- Статус резервов и запасов среднекаменноугольного башкирского горизонта представлен на рисунке 23 ниже.

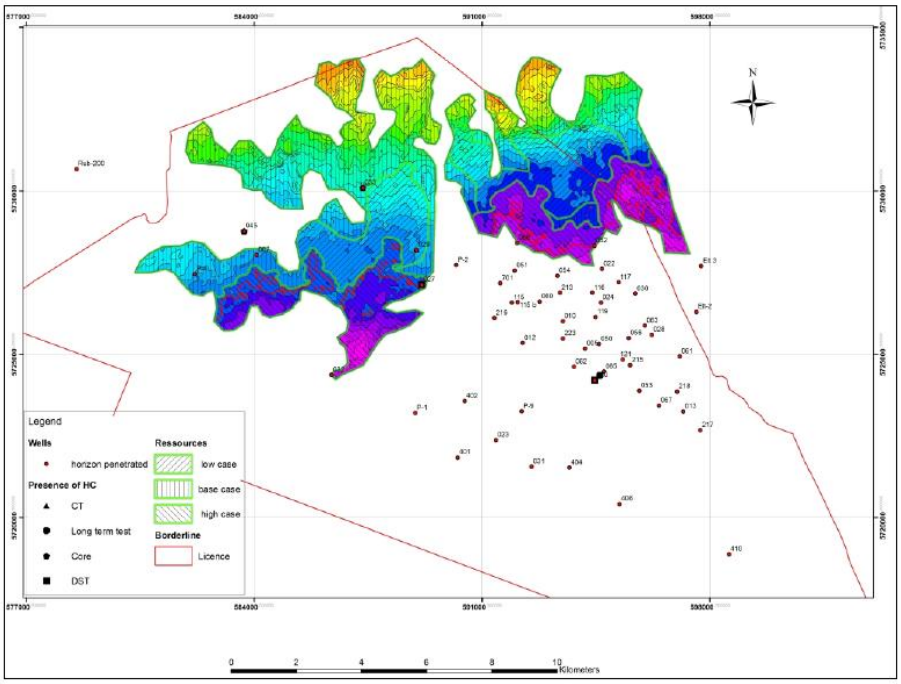


Рисунок 22: Карта статуса резервов среднекаменноугольного башкирского горизонта

Возможные запасы по состоянию на 31 августа 2013 года составляют 34,6 миллиона баррелей жидких фракций и 249 миллиарда кубических футов товарного газа. В таблице ниже представлено распределение возможных запасов, проверенных компанией Ryder Scott.

Таблица 6: Возможные запасы (в валовом исчислении) по состоянию на 31 августа 2013 года

	Товарный газ	**Нефть/конденсат**	**Продукты переработки**	**ВСЕГО**
	(млн. куб. фут.)	*(барр.)*	*(барр.)*	*(бнэ)*
Бийский/афонинский – юго-восток	99 672	4 774 687	4 726 390	26 113 142
Ардатовский - юг	17 574	436 214	554 924	3 920 207
Турнейская	89 093	11 605 907	4 508 311	30 962 983
Муллинский - юг	35 039	3 544 267	2 007 439	11 391 490
Филипповский	4 356	1 662 308	277 973	2 666 320
Фаменский - юг	3 600	300 000	200 000	1 100 000
Всего	**249 334**	**22 323 384**	**12 275 038**	**76 154 142**

В юго-восточной части Чинаревского месторождения возможные запасы были нанесены на карту в области бийского/афонинского резервуара.

Возможные запасы западного турнейского резервуара связаны с большей частью общих объемов резервуара, поскольку на западном участке углеводороды были разведаны только на скважине №33.

Муллинский западный резервуар был переведен из категории возможных запасов в категорию вероятных запасов после вызывающих сомнения тестирования в скважине №33 и результатов скважины №45.

В отношении фаменского южного резервуара возможные запасы были определены на основании успешного тестирования в скважине №31. Они не включены в текущий бизнес план Жаикмунай.

Перспективные ресурсы

Помимо оцененных запасов 3P, поисково-разведочных объектов еще несколько были нанесены на карту в области живетского, башкирского и нижнепермского резервуаров.

Компания Ryder Scott проверила дополнительный потенциал наличия углеводородных ресурсов, оставшихся в таких поисково-разведочных объектах на Лицензионном участке. Оценка ресурсов проводилась для каждого стратиграфического горизонта и каждого поисково-разведочного объекта.

Расположение поисково-разведочных объектов на Чинаревском Лицензионном участке показано на рисунках 20-23.

Компания Ryder Scott включила оценки ресурсов в отношении живетских (муллинских западных и ардатовских западных и юго-западных) и нижнепермских и башкирских поисково-разведочных объектов Чинаревской Лицензии. Муллинский резервуар был переведен в категорию ресурсных запасов после вызывающего сомнение тестирования в скважине №33 и неопределенных результатов скважины №45.

На основе результатов вероятностных расчетов общий потенциал разведки на этих поисково-разведочных объектах составлял, после суммирования наилучших оценок (базовый вариант), 84,3 миллиона баррелей нефтяного эквивалента. Более подробные цифры представлены в таблице 7 ниже:

Таблица 7: Прогноз наличия ресурсов на нанесенных на карту поисково-разведочных объектах на Чинаревском участке

	Газ	**Нефть + Конденсат + Продукты переработки**	**Всего**
	(млрд.куб.фут.)	*(млн. барр.)*	*(млн. бнэ)*
Участок			
Ардатовский	28,1	1,6	6,3
Муллинский	42,2	6,7	13,7
Башкирский	1,1	0,6	0,8
Пермский	103,6	46,2	63,4
Всего	**175,1**	**55,1**	**84,3**

Описание лицензии Trident

Краткое описание

Жаикмунай владеет долями в определенных нефтегазовых имущественных объектах на трех новых месторождениях, Ростошинском месторождении, Южно-Гремячинском месторождении и Дарьинском месторождении, расположенных в Республике Казахстан. Жаикмунай заключило как Лицензионное соглашение, так и Соглашение о разделе продукции («**СРП**») с Республикой Казахстан в марте 2013 года. В СРП установлены параметры разведки и разработки месторождения, а также размеры вознаграждений, основания для раздела продукции и налоги, подлежащие уплате Республике Казахстан.

Расположение и лицензионные обязательства

Участок расположен в степной зоне в южных районах Общего Сырта, который представляет собой крутую наклонную и волнистую равнину, изрезанную на отдельные возвышенности речными долинами. Высота над уровнем моря колеблется в пределах 50-100 м, снижаясь с севера на юго-запад.

Гидрографическая система участка представлена рекой Урал, ее большим притоком – рекой Чаган, и другими реками меньшего размера, такими как Деркул, Барбастау и другие маленькие

притоки, а также небольшими озерами, запрудами и временными водотоками, пересыхающими в летнее время. Доступные водные ресурсы используются для промышленных целей и орошения, и в меньшей степени для питьевого водоснабжения. Источниками питьевой воды являются грунтовые воды пойменных и надпойменных отложений рек. Река Урал является судоходной, и, в то же время, является районом нереста для ценных пород рыб, включая осетровых. Навигационный период на реке Урал обычно длится с конца апреля до конца октября.

Климат в данной области является континентальным и засушливым. Положительная среднемесячная температура сохраняется в течение семи месяцев в году, в то время как отрицательная температура – в течение пяти месяцев. Среднемесячная температура колеблется в пределах от - 14°C в январе и до +23°C в июле. Абсолютный минимум температуры воздуха составляет минус 39°C, а абсолютный максимум составляет плюс 40°C.

Среднегодовое количество осадков составляет приблизительно 295 мм, и 260 мм в засушливые годы. Средняя толщина снежного покрова небольшая (15-25 см). Снежный покров формируется в конце ноября и тает в начале апреля. В данной области преобладает юго-западные ветра, имеющие в течение зимних месяцев более высокую скорость (до 5,9 м/сек), чем в летний период (3,6 м/сек).

Эксплуатационный участок характеризуется наличием интенсивного сельского хозяйства с орошаемым (около 10%) и сухим земледелием.

Лесной и кустарниковый покров расположен вдоль рек и в искусственных ветрозащитных насаждениях. Естественный растительный покров, состоящий преимущественно из травы, злаков и различных растений, характерных для сухих степей (овечья овсяница, перистый ковыль, полынь и т.д.), сохранился только в поймах реки. Фауна представлена преимущественно грызунами, в лесах обитают лоси, косули, кабаны, волки и т.д.

Основными населенными пунктами являются город Уральск, поселки городского типа Переметный, Деркул, Дарьинское, и села Ростоши, Фурманово, Зеленый, Ульяновское, Гремяч и т.д. Население работает преимущественно в сфере сельского хозяйства, а в городе и крупных населенных пунктах – на перерабатывающих предприятиях. Кроме того, в городе имеются предприятия энергетической, пищевой, электронной, машиностроительной, и проч. промышленности.

Железнодорожная магистраль Центральная Азия – Центральная Россия пересекает южную часть участка. Сеть автомобильных дорог представлена автомобильными дорогами, соединяющими Уральск с ближайшими крупными населенными пунктами в Казахстане и России: Актюбинском, Атырау, Самарой, Саратовом и Оренбургом. Более того, существует разветвленная сеть автомагистралей, грунтовых и проселочных дорог, которые соединяют различные населенные пункты. Участок пересекается нефтепроводом Атырау-Самара, газопроводом Оренбург – Западная Европа и двумя линиями электропередач по 220 кВ.

Договор, дающий право использовать недра в Республике Казахстан для разведки и добычи углеводородов на Ростошинском, Дарьинском и Южно-Гремячинском месторождениях был выдан Жаикмунай 1 марта 2013 года.

Лицензия распространяется на следующие участки:

Ростошинское месторождение:

- XIV-10-A (частично), B (частично)

Дарьинское месторождение:

- XI11-11-A (частично), D (частично)

Ю.-Гремячинское месторождение:

- XII I-9-F (частично), XI V-9-C (частично)

В отношении Дарьинского месторождения договор был изначально выдан компании *«AmurNeftInvest»*, и его первоначальный срок действия составлял 25 лет. За первыми шестью годами разведки следует 19-летний период добычи.

Далее в декабре 2006 года договор был передан компании *«Геоинвест-К»*. Эта компания изменила только первоначально установленный период разведки, который стал составлять 8 лет и 6 месяцев.

В отношении Южно-Гремячинского месторождения договор был выдан той же самой компании *«AmurNeftInvest»*, и его первоначальный срок действия составлял 25 лет. За 5-летним периодом разведки следует 20-летний период добычи.

Далее в декабре 2006 года договор был передан компании *«Южно-Гремячинское»*. Эта компания изменила первоначально установленный срок действия договора. В соответствии с новой редакцией за первыми 8 годами разведки следует 18-летний период добычи.

В отношении Ростошинского месторождения договор был выдан компании «TNG Company», и его первоначальный срок действия составлял 15 лет. За первыми 3 годами разведки следует 12-летний период добычи. Эта компания изменила первоначально установленный период разведки, который стал составлять 6 лет.

В марте 2013 года договор был передан компании Жаикмунай. Жаикмунай изменило первоначально установленный срок действия договора. В соответствии с новой редакцией за первыми 8 годами разведки следует 20-летний период добычи.

С 1 марта 2013 года компания Жаикмунай обладает правами на все три договора с вышеуказанными сроками действия.

Договоры представляют собой сочетание Лицензионного соглашения и Соглашения о разделе продукции с Правительством Казахстана. Они включает в себя Минимальную программу работ и требования в отношении Минимального объема капиталовложений.

В отношении Дарьинского месторождения Минимальная программа работ предусматривала:

- Получение данных 3D сейсмической разведки.
- Обработка и расшифровка данных 3D сейсмической разведки.
- Интерпретация данных в отношении старых существующих скважин.
- Разликвидация скважины №1.
- Разликвидация скважины №2.
- Бурение оценочной скважины № 6.
- Бурение оценочной скважины №7.
- Бурение оценочной скважины №8.
- Бурение оценочной скважины №9.
- Выступление с инициативой проекта пробной эксплуатации в Органах власти Казахстана.

Стоимость реализации Минимальной программы работ составляет 20 000 000 долларов США.

В отношении Южно-Гремячинского месторождения Минимальная программа работ предусматривала:

- Получение данных 3D сейсмической разведки.
- Обработка и расшифровка данных 3D сейсмической разведки.
- Интерпретация данных в отношении старых существующих скважин.
- Разликвидация скважины №2.
- Разликвидация скважины №1.
- Углубление скважины №1.
- Бурение оценочной скважины №6.
- Выступление с инициативой проекта пробной эксплуатации в Органах власти Казахстана.

Стоимость реализации Минимальной программы работ составляет 22 550 000 долларов США.

В отношении Ростошинского месторождения Минимальная программа работ предусматривала:

- Получение данных 3D сейсмической разведки.
- Обработка и расшифровка данных 3D сейсмической разведки.
- Интерпретация данных в отношении старых существующих скважин.
- Бурение оценочной скважины №3.
- Выступление с инициативой проекта пробной эксплуатации в Органах власти Казахстана.

Стоимость реализации Минимальной программы работ составляет 13 420 000 долларов США.

После получения прав на пользование недрами компания Жаикмунай уже изменила начало периода разведки на Ростошинском месторождении на 8 февраля 2015 года с Минимальной программой работ. Минимальная программа работ состоит из двух этапов:

Первый этап:

- Получение данных 3D сейсмической разведки.
- Обработка и расшифровка данных 3D сейсмической разведки.
- Интерпретация данных в отношении старых существующих скважин.
- Разликвидация скважины №1
- Бурение оценочной скважины №3
- Выступление с инициативой проекта пробной эксплуатации в Органах власти Казахстана.

Второй этап:

- Бурение зависимой оценочной скважины №4

Стоимость реализации Первого этапа составляет 21 305 000 долларов США.

Стоимость реализации Второго этапа составляет 31 305 000 долларов США.

В отношении Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений Жаикмунай в настоящее время продлевает период разведки и внесения соответствующих изменений в Минимальные программы работ в Министерстве нефти и газа. Проекты оценки в отношении обоих месторождений были одобрены Министерством и дополнение находится на заключительной стадии подписания в Министерстве.

Новые Минимальные программы работ включены в одобренные проекты оценки. Минимальные программы работ предусматривают два этапа для обоих месторождений.

Для Дарьинского месторождения:

Первый этап:

- Повторная обработка и расшифровка имеющихся данных 3D сейсмической разведки.
- Разликвидация скважины №1.
- Разликвидация скважины №2.
- Выступление с инициативой проекта пробной эксплуатации в Органах власти Казахстана.

Второй этап:

- Бурение зависимой оценочной скважины №8

Стоимость реализации Первого этапа составляет 9 355 000 долларов США.

Стоимость реализации Второго этапа составляет 20 355 000 долларов США.

Для Южно-Гремячинского месторождения:

Первый этап:

- Повторная обработка и расшифровка имеющихся данных 3D сейсмической разведки.
- Разликвидация скважины №2.
- Разликвидация скважины №1.
- Углубление скважины №2.
- Бурение зависимой оценочной скважины №6
- Выступление с инициативой проекта пробной эксплуатации в Органах власти Казахстана.

Второй этап:

- Бурение зависимой оценочной скважины №7.

Стоимость реализации Первого этапа составляет 13 600 000 долларов США.

Стоимость реализации Второго этапа составляет 33 600 000 долларов США.

Геология

Стратиграфия

Осадочный покров участка состоит из подсолевых, соленосных и надсолевых комплексов отложений. Подсолевая часть осадочного покрова разделена на восемь лито-стратиграфических комплексов, которые отражают изменения преобладающих карбонатных и кремнистых слоев кунгурского палеозойского яруса (снизу вверх):

1. Терригенный нижнедевонский,
2. Карбонатный эйфельский,
3. Терригенный (терригенно-карбонатный) живетский-нижнефранский,
4. Карбонатный верхнефранский-турнейский ,
5. Терригенный (терригенно-карбонатный) косьвинский-бобриковский,
6. Карбонатный нижневизейский башкирский,
7. Терригенный верхнебашкирский-нижнемосковский,
8. Карбонатный московско-артинский.

Сейсмический контроль – картирование залежей и поисково-разведочных объектов

Прикаспийская зона много изучалась при помощи двухмерной сейсмической разведки с 1984 года, когда началась пробная разработка Карачаганакского месторождения (указано на рисунке 24).

Сейсмическая разведка

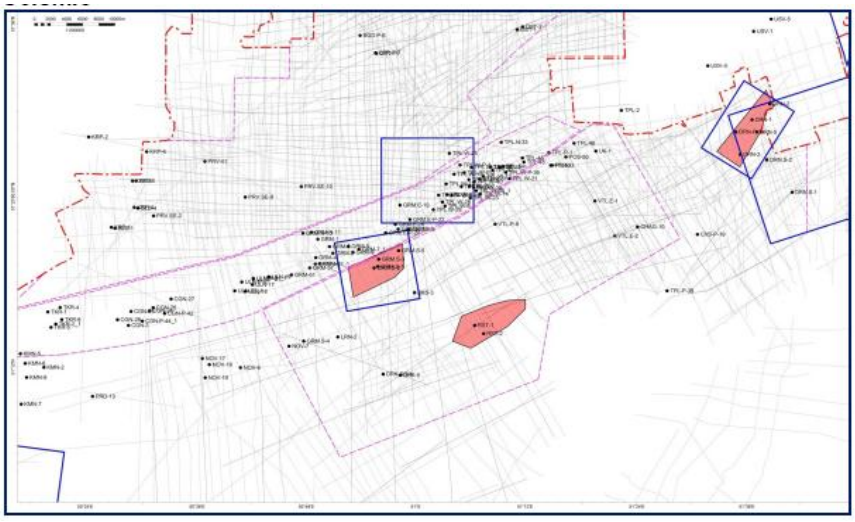


Рисунок 24: Предлагаемая программа получения данных 3D сейсмической разведки

В отношении Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений осуществлялось получение данных 3D сейсмической разведки.

Данные 3D сейсмической разведки по Южно-Гремячинскому месторождению были расшифрованы, и на основе расшифровки были картированы следующие горизонты, указанные на рисунках 25 и 26:

1. Верхнепермский гидрохимический (P2hydr)

2. Верхнепермский калиновский (P2kl)

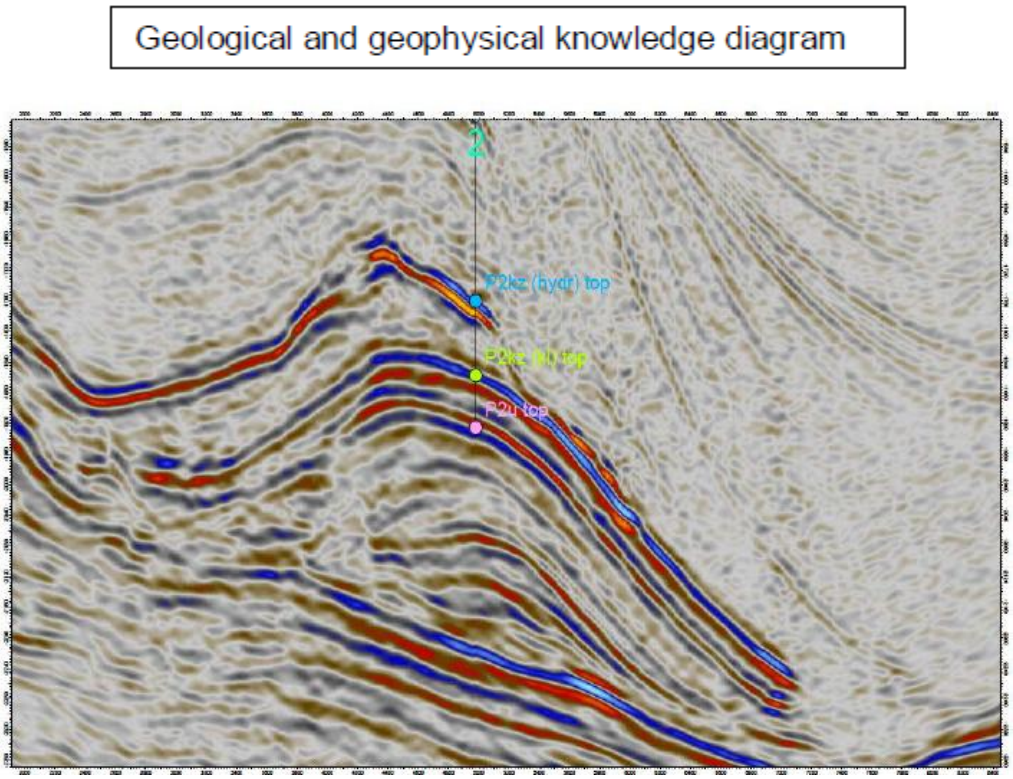


Рисунок 25: Верхнепермский гидрохимический (P2hydr) и калиновский (P2kl)

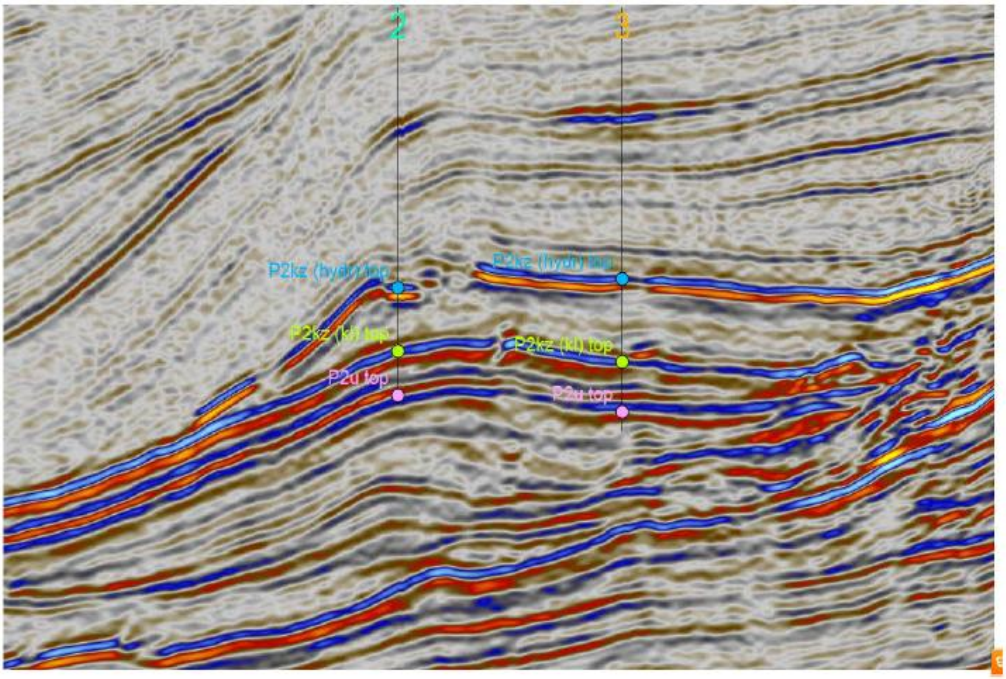


Рисунок 26: Верхнепермский гидрохимический (P2hydr) и калиновский (P2kl)

Данные 3D сейсмической разведки по Дарьинскому месторождению были по возможности изучены, и в настоящее время осуществляется их повторная обработка. В отношении Ростошинского месторождения имеются только данные двухмерной сейсмической разведки.

Схема вертикального обнажения породы

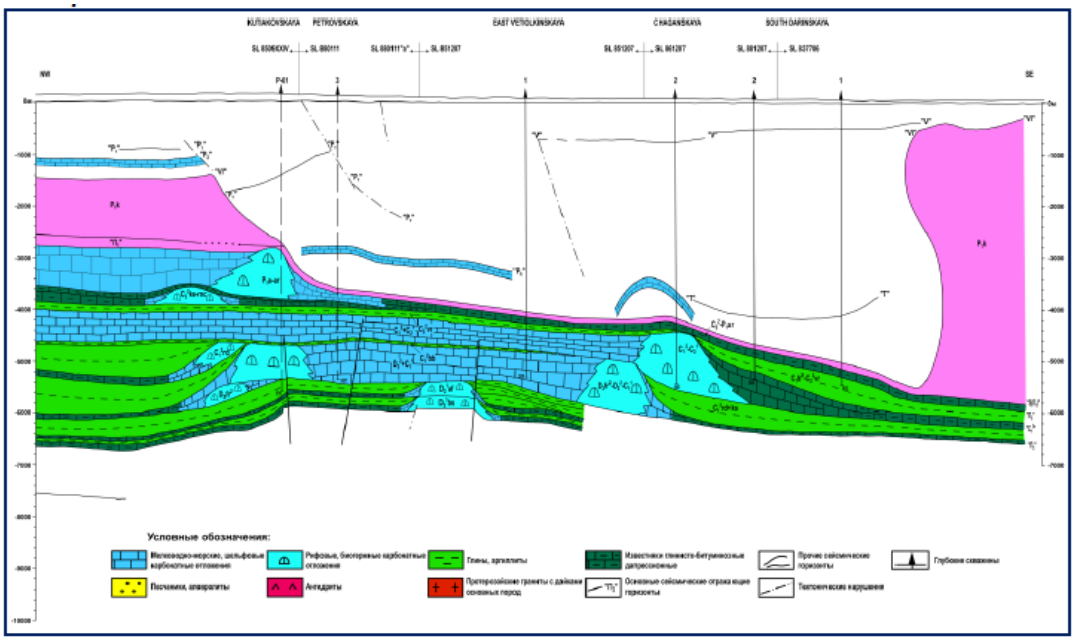
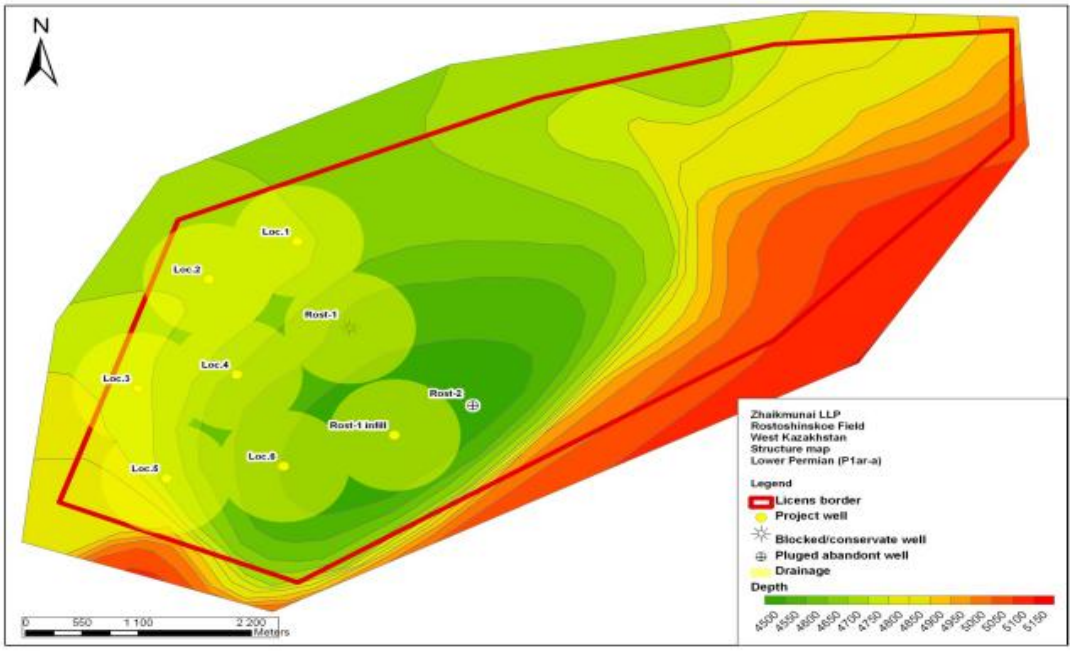
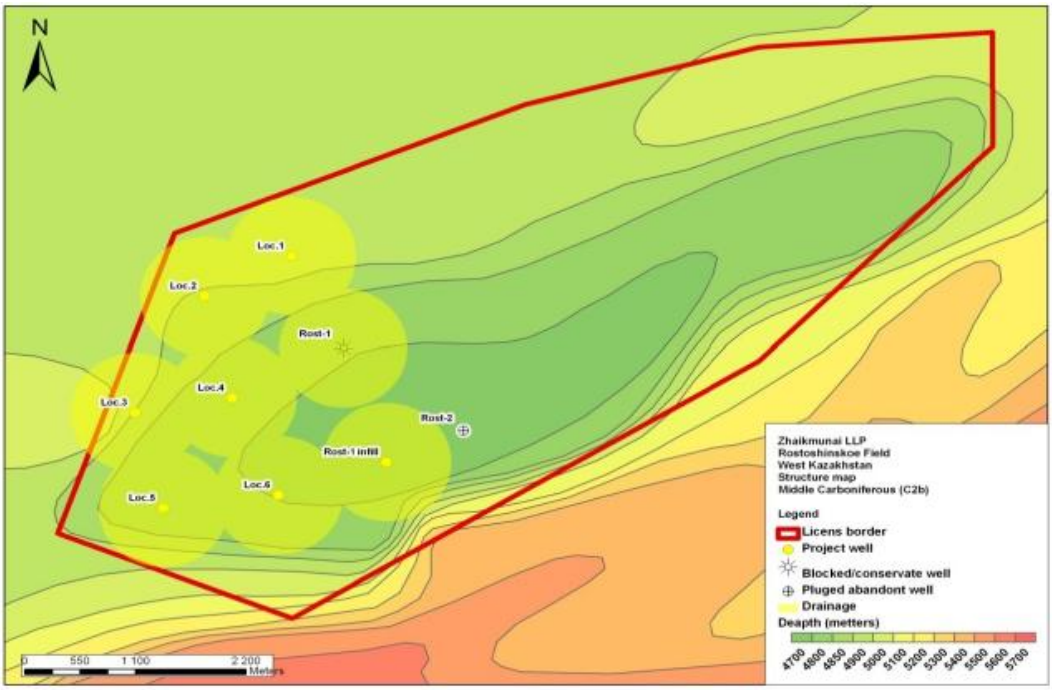


Рисунок 27: Диаграмма геолого-геофизической изученности

Картирование залежей

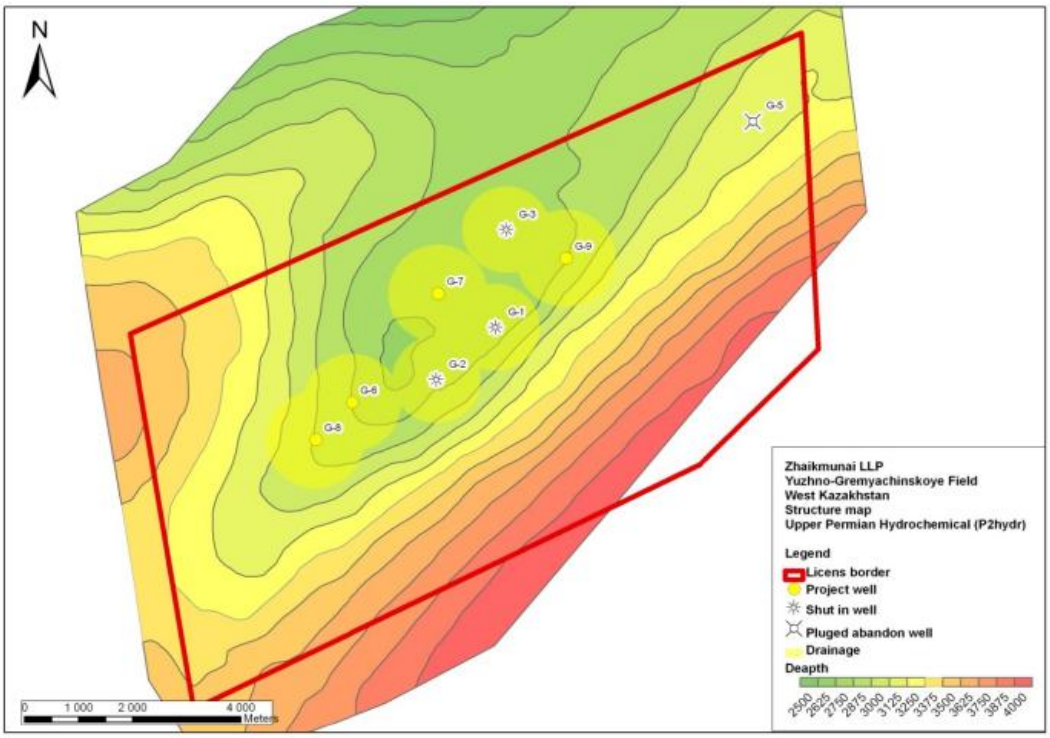
Ростошинское

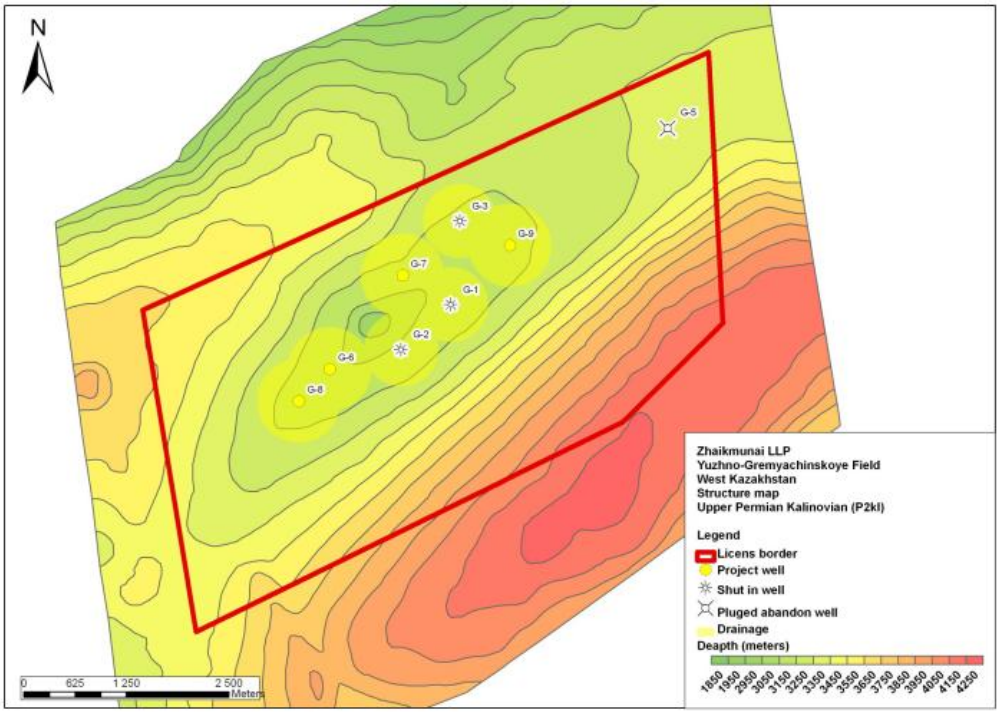




Верхний рисунок 28 и нижний рисунок 29: Нижнепермская (Plar-a) и среднекаменноугольная (C2b) структуры

Южно-Гремячинское





Верхний рисунок 30 и нижний рисунок 31: верхнепермская калиновская (P2kl) и гидрохимическая (P2hydr) структура

Дарьинское

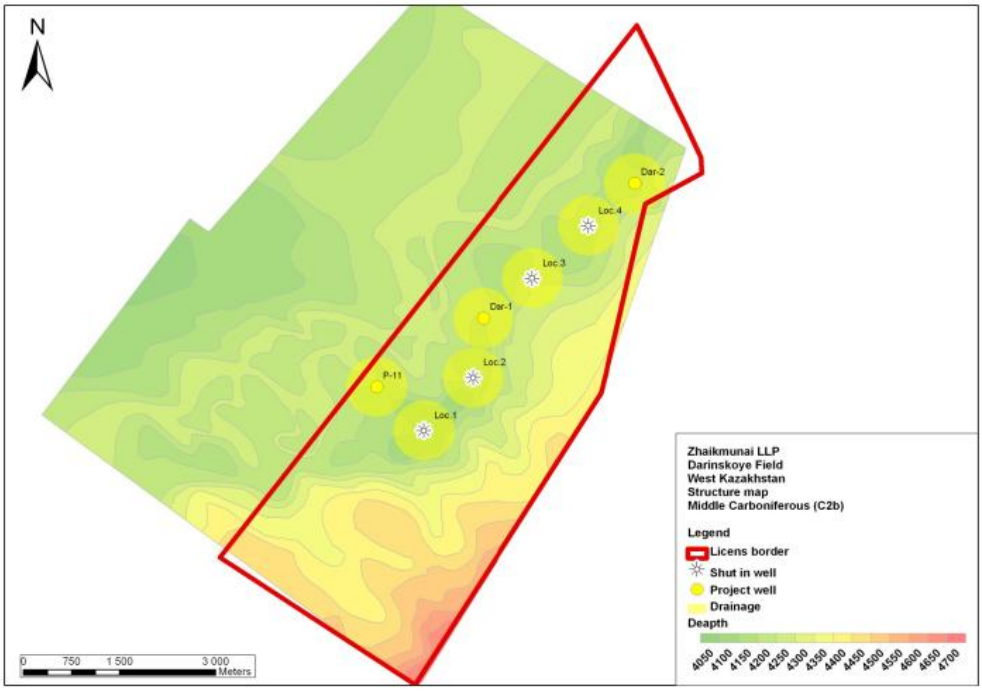


Рисунок 32: среднекаменноугольная (C2b) структура

Результаты испытаний

Таблица 8: Ростошинское месторождение прошло успешные испытания из скважины Rost-1 в следующих интервалах:

Горизонт	Тестируемые интервалы						Уровень		
	MD, м		TVD., м						
	Верх	Низ	Верх	Низ	d штуцер, мм	ΔP, Мпа	Газ тыс. кв.м/день	Газ тыс. кв.м/день	Газ тыс. кв.м/день
					4	26,1	54,66		2
C2b					6	35	73,78		7,5
	4715	4738	-4650	-4673	8	37,1	79,55		10,5
					4		63,1		1,8
C2b					5		91,81		4,3
	4670	4692	-4605	-4627	6		119,35		8,7
					4	30,7	41,3	0,2	1,5
P_1ar-a					5	35,2	53,4	0,25	3,2
	4624	4645	-4559	-4580	6	39	57,6	0,25	5,8
P_2kz kl	4281	4346	-4216	-4281		27,5	32,9		
P_1fl+P_1ar-a+C_2	4600	4715	-4535	-4650		26,7	+		
P1ar-a	4633	4716	-4568	-4651		28,7	112,2		

Таблица 9: На Дарьинском месторождении успешные испытания были проведены из скважин Dar-1 и Dar-2 в следующих интервалах:

Горизонт									
	MD, м	TVD., м			Газ тыс. кв.м/день	Газ тыс. кв.м/день	Газ тыс. кв.м/день		
	Верх	Низ	Верх	Низ					
	4259	4266	4208,98	4215,98	8	14,7	3,81	54,2	3
C_2b					6	12,7	2,56	44,1	2,5
					4	9,7	1,04	34,2	2
	4259	4266	4259	4266	6		1,2	25,7	0,4
C_2b							0,6	9,5	1,5
					4,4		1,2	1,1	0,3
							0,6	9	1,2
	4242	4255	4186,89	4199,89	6	10,9	171,1	17,5	-
C_2b					8	18,5	214,8	26,3	-
					10	23,2	-	31,8	2,3
					12	26,6	250,6	33,4	Газопоказание
					14	28,4	252,6	34,6	Газопоказание
					10	23,2	248,1	31,8	2,3

Таблица 10: На Южно-Гремячинском месторождении успешные испытания были проведены из скважины G-2 в следующих интервалах:

Горизонт	Тестируемые интервалы				d штуцер, мм	ΔP, MPa	Уровень		
	MD, м		TVD., м				Газ тыс. кв.м/день	Газ тыс. кв.м/день	Газ тыс. кв.м/день
$P_2 kz^{kl}$	3158	3167	3084,49	3093,49	4	43,91	3.19	13.05	0.6
	3177	3184	3103,49	3110,49	5	46,15	3.36	13.2	1.5
					6	46,45	3,57	13,48	2
					4	39,5	5,57	22,5	1,58
					5	44,15	6,13	25	1,85
					6	46,51	6,5	26	2,5
					7	48,63	6,68	26,2	2,7

Объем возможных запасов по оценкам на 31 августа 2013 года составляет 13,1 миллионов баррелей жидкостей и 122 миллиарда кубических футов товарного газа. В таблице ниже представлена информация по распределению возможных запасов, проверенных компанией Ryder Scott.

Таблица 11: Возможные запасы по состоянию на 31 августа 2013 года

Возможные запасы на участках Trident по состоянию на 31 августа 2013 года				
Участок	**Товарный газ**	**Нефть/конденсат**	**Продукты переработки**	**Всего**
	(млн. куб. фут.)	(барр.)	(барр.)	(бнэ)
Дарьинское	14 404	4 068 317	433 009	6 901 993
Ростошинское.....	72 896	0	0	12 149 333
Южно-Гремячинское.....	35 174	8 656 630	0	14 518 963
Всего.....	**122 474**	**12 724 947**	**433 009**	**33 570 289**

Посещение производственных объектов

Последний раз посещение производственных объектов проводилось в период 21 – 30 июня 2009 года.

Критерии независимости и профессиональная квалификация

Ryder Scott является независимой консультационной фирмой в области нефтегазового инжиниринга, которая более семидесяти пяти лет предоставляет консалтинговые услуги в нефтегазовой сфере по всему миру. Ryder Scott принадлежит своим сотрудникам и имеет офисы в Хьюстоне, Техас; Денвере, Колорадо; и Калгари, Альберта. Канада. В качестве штатных сотрудников у нас работает более восьмидесяти инженеров и геофизиков. В силу величины нашей фирмы и большого числа клиентов, которым мы предоставляем услуги, ни один отдельный клиент или заказ не составляет значительной части нашего ежегодного дохода. Мы не выполняем функции должностного лица или директора какой-либо частной или публичной нефтегазовой компании, и являемся фирмой, отдельной и независимой от процесса принятия решений нашими клиентами в сфере хозяйственной деятельности и осуществления инвестиций. Это позволяет нам предоставлять наивысший уровень независимости и объективности в отношении каждого нашего обязательства по предоставлению услуг.

Ryder Scott принимает активное участие в профессиональных ассоциациях соответствующей сферы промышленности, и организует ежегодный публичный форум по вопросу оценки запасов и правил КРЦБ. Многие наши сотрудники являются авторами или соавторами технических статей по вопросам, связанным с запасами. Мы поощряем наших сотрудников поддерживать и повышать нашими их профессиональный навыки путем активного участия в получении постоянного образования.

Прежде чем стать сотрудником Компании Ryder Scott, штатные инженеры и геофизики должны получить профессиональную аккредитацию в форме зарегистрированной или аттестованной лицензии инженера высокой квалификации или зарегистрированной или аттестованной лицензии геофизика высокой квалификации или их эквивалента от соответствующего государственного органа или общепризнанной саморегулируемой профессиональной организации.

В отношении ТОО «Жаикмунай» мы являемся независимыми нефтегазовыми инженерами. Ни сама фирма, ни кто-либо из наших сотрудников не имеет долей участия в рассматриваемых имущественных объектах, и ни наем для выполнения данной работы, ни вознаграждение за ее выполнение не зависят от оценок, данных запасам и ресурсам в отношении изученных нами имущественных объектов.

Результаты настоящего исследования, представленные в данном отчете, основаны на техническом анализе, проведенном командами геофизиков и инженеров Ryder Scott. Данные в отношении профессиональной квалификации лица, чья подпись стоит на данном отчете, специалиста, несущего основную ответственность за наблюдение, проверку и одобрение оценки обсуждаемой в настоящем отчете информации в отношении запасов, включена в качестве приложения к настоящему письму.

Ryder Scott Company выражает признательность Алексу Эрберу, Даниэле Эрбер и Игорю Дружинину, без чьей профессиональной помощи и поддержки было бы крайне трудно подготовить данный отчет.

Общая информация

Ryder Scott является независимой консультационной фирмой в области нефтегазового инжиниринга, которая более семидесяти пяти лет предоставляет консалтинговые услуги в нефтегазовой сфере по всему миру. Ryder Scott принадлежит своим сотрудникам и имеет офисы в Хьюстоне, Техас; Денвере, Колорадо; и Калгари, Альберта. Канада. В качестве штатных сотрудников у нас работает более восьмидесяти инженеров и геофизиков. В силу величины нашей фирмы и большого числа клиентов, которым мы предоставляем услуги, ни один отдельный клиент или заказ не составляет значительной части нашего ежегодного дохода. Мы не выполняем функции должностного лица или директора какой-либо частной или публичной нефтегазовой компании, и являемся фирмой, отдельной и независимой от процесса принятия решений нашими клиентами в сфере хозяйственной деятельности и осуществления инвестиций. Это позволяет нам предоставлять наивысший уровень независимости и объективности в отношении каждого нашего обязательства по предоставлению услуг.

Ryder Scott принимает активное участие в профессиональных ассоциациях соответствующей сферы промышленности, и организует ежегодный публичный форум по вопросу оценки запасов и правил КРЦБ. Многие наши сотрудники являются авторами или соавторами технических статей по вопросам, связанным с запасами. Мы поощряем наших сотрудников поддерживать и повышать нашими их профессиональный навыки путем активного участия в получении постоянного образования.

Прежде чем стать сотрудником Компании Ryder Scott, штатные инженеры и геофизики должны получить профессиональную аккредитацию в форме зарегистрированной или аттестованной лицензии инженера высокой квалификации или зарегистрированной или аттестованной лицензии геофизика высокой квалификации или их эквивалента от соответствующего государственного органа или общепризнанной саморегулируемой профессиональной организации.

В отношении ТОО «Жаикмунай» мы являемся независимыми нефтегазовыми инженерами. Ни сама фирма, ни кто-либо из наших сотрудников не имеет долей участия в рассматриваемых имущественных объектах, и ни наем для выполнения данной работы, ни вознаграждение за ее

выполнение не зависят от оценок, данных запасам и ресурсам в отношении изученных нами имущественных объектов.

Результаты настоящего исследования, представленные в данном отчете, основаны на техническом анализе, проведенном командами геофизиков и инженеров Ryder Scott. Данные в отношении профессиональной квалификации лица, чья подпись стоит на данном отчете, специалиста, несущего основную ответственность за наблюдение, проверку и одобрение оценки обсуждаемой в настоящем отчете информации в отношении запасов, включена в качестве приложения к настоящему письму.

Представленные в настоящем отчете оценки запасов основаны на подробном изучении имущественных объектов, в отношении которых ТОО «Жаикмунай» имеет права на осуществление своей деятельности по добыче и разведке, однако мы не осуществляли никакой выездной проверки имущественных объектов. Также в него не были включены какие-либо затраты в отношении потенциальной ответственности по уплате ущерба, связанного с восстановлением или очисткой если таковой имел место, и понесенного в ходе прошлых режимов эксплуатации. Nostrum Oil & Gas LP проинформировал нас о том, что они предоставили нам всю финансовую отчетность, документацию, геологические и инженерные данные, а также отчеты и иные данные, необходимые для подготовки настоящего отчета. В настоящем отчете отражены условия Соглашения о разделе продукции между Республикой Казахстан и ТОО «Жаикмунай». В данном отчете отражены роялти, уплачиваемые Республике Казахстан, положения о компенсационной нефти, положения о прибыльной нефти и платежи бонуса за достижение определенного уровня добычи, как они установлены в Соглашении о разделе продукции.

ТОО «Жаикмунай» уверило нас в своем намерении и способности осуществлять деятельность по разработке, описанные в данном отчете.

Условия использования

Этот Отчет компетентного лица был подготовлен компанией Ryder Scott Company L.P. для исключительного использования и исключительно в интересах Nostrum Oil & Gas plc («**Эмитент**»), Nostrum Oil & Gas LP и Deutsche Bank AG, Лондонский филиал, как описано в первом абзаце настоящего письма, и он не может быть использован для иных целей без нашего предварительного письменного согласия на такое использование. Данные, рабочие документы и карты, использованные при подготовке данного отчета, доступны для ознакомления уполномоченными сторонами в офисах нашей компании. Пожалуйста, обращайтесь к нам, если мы можем еще чем-то помочь.

С уважением,

RYDER SCOTT COMPANY, L.P.
Регистрационным номер фирмы TBPE F-1580

Джеймс Л. Бэрд, P.E.

Лицензия Колорадо № 41521

Управляющий старший вице-президент

JLB(DCR)/pl

Профессиональная квалификация специалиста, несущего основную ответственность

Выводы, представленные в настоящем отчете, являются результатом технического анализа, проведенного командами геофизиков и инженеров из компании Ryder Scott Company L.P. Джеймс Ларри Бэрд был специалистом, несшим основную ответственность за надзор над оценкой запасов.
Г-н Бэрд, сотрудник Ryder Scott Company L.P. (Ryder Scott) с 2006 года, является Управляющим старшим вице-президентом, а также исполняет функции Управляющего офиса в Денвере, ответственного за надзор за сотрудниками и консультирование инженеров компании в постоянных оценочных исследованиях запасов по всему миру. До начала работы в Ryder Scott г-н Бэрд занимал ряд инженерно-технических должностей в компаниях Gulf Oil Corporation (1970-73 гг.), Northern Natural Gas (1973-75 гг.) и Questar Exploration & Production (1975-2006 гг.). Для более подробной информации относительно географического и рабочего опыта г-на Бэрда, пожалуйста, обратитесь к веб-сайту Ryder Scott Company по адресу www.ryderscott.com/Exerience/Employees.

Г-н Бэрд получил степень бакалавра наук в области технологии нефтедобычи в Университете Миссури в городе Ролла в 1970 году, и является зарегистрированным профессиональным инженером в штатах Колорадо и Юта. Он также является членом Общества инженеров-нефтяников.

Комитет профессиональных инженеров Колорадо и Юты рекомендует, в дополнение к получению опыта и квалификации посредством предшествующего опыта работы, ежегодно повышать квалификацию, включая по крайней мере один час обучения в области профессиональной этики, и г-н Бэрд соответствует этим требованиям. В рамках своего повышения квалификации в 2011 году г-н Бэрд посетил шестнадцатичасовой курс формального обучения внутри компании, а также принял участие в восьмичасовой публичной дискуссии. В 2010 и 2011 годах г-н Бэрд принял участие в Конференции по запасам RSC и нескольких презентациях профессионального сообщества, в частности в области новых правил КЦБ, касающихся определений и принципов раскрытия информации, содержащихся в изданном 14 января 2009 года в Федеральном реестре (раздел 17 «Усовершенствование отчетности в нефтегазовой сфере, окончательное правило» Кодекса федеральных правил Комиссии США по ценным бумагам). В течение 2011б 2012 и 2013 годов г-н Бэрд также прослушал дополнительный шестнадцатичасовой курс формального обучения внутри компании по таким темам, как Система управления углеводородными ресурсами ОИН/ВНС/ААГН/АИПЗН, методы разработки нефтегазовых месторождений, методы оценки геофизических и углеводородных экономических показателей, процессы согласования запасов, обзоры различных нефтегазоносных бассейнов Северной Америки, оценки запасов крупных месторождений с низким риском при освоении, процедуры и программное обеспечение и правила поведения консультантов. Г-н Бэрд являлся основным докладчиком, представлявшим Отчет об изменении ландшафта КЦБ на Международной конференции нетрадиционных газовых ресурсов, проходившей в 2009 году в Форт Ворсе, штат Техас.

На основе его образования, профессиональной подготовки и более чем 40-летнего практического опыта в оценке нефтяных запасов, г-н Бэрд получил профессиональные квалификации Оценщика запасов и Аудитора запасов, предусмотренные в Статье III «Стандартов оценки и проверки информации о нефтегазовых запасах», опубликованных Обществом инженеров-нефтяников по состоянию на 19 февраля 2007 года. По материалам:

КЛАССИФИКАЦИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЯНЫХ РЕСУРСОВ

по материалам

СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫМИ РЕСУРСАМИ 2007 ГОДА (ОИН-СУУР)1

разработанная при поддержке:

ОБЩЕСТВА ИНЖЕНЕРОВ-НЕФТЯНИКОВ (ОИН),

ВСЕМИРНОГО НЕФТЯНОГО СОВЕТА (ВНС),

АМЕРИКАНСКОЙ АССОЦИАЦИИ ГЕОЛОГОВ-НЕФТЯНИКОВ (ААГН)

И

АССОЦИАЦИИ ИНЖЕНЕРОВ ПО ПОДСЧЕТУ ЗАПАСОВ НЕФТИ (АИПЗН)

ВВОДНАЯ ЧАСТЬ

Системы классификации запасов и ресурсов предназначены для того, чтобы позволить оценщику следить за последовательностью изменений в связанном с разведкой и добычей периоде существования резервуара, месторождения или проекта, которые возникают в результате получения большего объема технической информации или в результате изменения в экономическом статусе. Большинство систем включают в себя терминологию для описания развития проекта с момента определения границ первоначального поисково-разведочного объекта до подтверждения поисково-разведочного объекта посредством разведочного бурения, к этапу оценки и разработки, и, наконец, от первоначальной добычи до истощения. Таким образом, эти определения запасов и ресурсов обеспечивают основу принятия решений для управления риском и неопределенностью посредством классификации и деления извлекаемых объемов углеводородов на категории.

Термин «ресурсы» обычно применяется к «любому количеству углеводородов (извлекаемых и неизвлекаемых), естественным образом возникающих на или внутри твердой литосферы Земли, открытых или неоткрытых, а также тем количествам, которые уже были добыты».

Термин «запасы» это подгруппа ресурсов и обычно применяется к открытым «количествам углеводородов, которые, как предполагается, могут быть извлечены в промышленном масштабе из известных залежей, начиная с указанной даты, при заданных условиях».

Все оценки запасов и ресурсов имеют определенную степень неопределенности. Неопределенность зависит, главным образом, от объема надежных инженерно-геологических данных, имеющихся в момент проведения оценки, и от расшифровки этих данных. Оценки, как правило, будут пересматриваться при появлении дополнительных геологических или инженерных данных или при изменении экономических условий.

Оценка запасов и ресурсов проводится в условиях неопределенности. Метод оценки называется детерминистским, если единственная наилучшая оценка запасов и ресурсов осуществляется на основе известных геологических, инженерных и экономических данных. Метод оценки называется вероятностным, если известные геологические, инженерные и экономические данные используются для получения целого ряда оценок и связанных с ними вероятностей. Ввиду различий в степени неопределенности, следует проявлять осторожность при суммировании количеств углеводородов из различных классификаций запасов и/или ресурсов.

Запасы и ресурсы могут быть отнесены либо к естественной энергии, либо к усовершенствованным методам извлечения. Усовершенствованные методы извлечения включают в себя все методы по дополнению естественной энергии, либо по изменению

естественных сил в резервуаре для повышения конечного объема извлечения. Примерами таких методов являются поддержание давления, добыча при помощи рециркуляции газа, закачка воды, термические методы, нагнетание в пласт химических реагентов и использование смешивающихся и несмешивающихся вытесняющих жидкостей. Другие усовершенствованные методы извлечения могут быть разработаны в будущем по мере развития технологий добычи углеводородов.

Запасы и ресурсы могут быть отнесены либо к традиционным, либо нетрадиционным залежам углеводородов согласно ОИН-СУУР. Залежи углеводородов считаются либо традиционными, либо нетрадиционными в зависимости от их пластовых характерных особенностей, применяемого способа добычи или степени переработки перед продажей. Примерами нетрадиционных залежей углеводородов являются метан угольной формации и угольного пласта (МУФ/МУП), сосредоточенный в бассейне газ, сланцевый газ, гидраты газа, природный битум и залежи горючих сланцев. Эти нетрадиционные залежи могут потребовать специализированной технологии добычи и/или существенной переработки перед продажей. ОИН-СУУР признает нетрадиционные залежи углеводородов в качестве запасов и ресурсов независимо от их пластовых характерных особенностей, применяемого способа добычи или необходимой степени переработки.

Запасы и ресурсы не включают в себя количества углеводородов, находящиеся на балансе, и могут быть сокращены на объемы использованных углеводородов, потери при обработке и/или неуглеводородные составляющие, которые должны быть извлечены перед продажей.

ОИН-СУУР

В марте 2007 года Общество инженеров-нефтяников (ОИН), Всемирный нефтяной совет (ВНС), Американская ассоциация геологов-нефтяников (ААГН) и Ассоциация инженеров по подсчету запасов нефти (АИПЗН) совместно одобрили Систему управления углеводородными ресурсами» (ОИН-СУУР). ОИН-СУУР объединяет, совершенствует и заменяет руководящие указания, которые ранее содержались в опубликованных Классификации и определениях углеводородных ресурсов 2000 года и в Рекомендациях по оценке углеводородных запасов и ресурсов 2001 года

Необходимо ссылаться на полный текст ОИН-СУУР для полных определений и рекомендаций, поскольку приведенные ниже определения, описания и разъяснения полностью или частично опираются на выдержки из ОИН-СУУР (отрывки, целиком заимствованные из ОИН-СУУР обозначены в данном документе в кавычках). Для удобства, Таблица 1: «Классы и подклассы извлекаемых ресурсов» из ОИН-СУУР была воспроизведена в полном объеме и включены в качестве приложения к данному документу.

ОИН-СУУР включает в себя начальные геологические запасы углеводородов, а также количество извлекаемых и неизвлекаемых углеводородов, в структуру классификации общих ресурсов. *Углеводороды определены как смесь природного происхождения, состоящая из углеводородов в газообразной, жидкой или твердой фазе.*

В ОИН-СУУР определены основные классы ресурсов: добыча, запасы, условные ресурсы и перспективные ресурсы, а также неизвлекаемые углеводороды. Основная схема классификации требует определения критерия для открытия углеводорода и последующего проведения различия между проектами, которые смогут достичь стадии промышленной добычи (запасы), и проектами, которые не смогут достичь стадии промышленной добычи (условные ресурсы) в известных залежах. По этой схеме классификации оцененные извлекаемые объемы из залежей, которые еще не открыты, именуются перспективные ресурсы. Далее, ОИН-СУУР включает в себя все типы углеводородов, считающиеся в настоящее время как «традиционными», так и «нетрадиционными».

Представленный в конце данного документа Рисунок 1 является графическим изображением системы классификации ресурсов ОИН, ВНС, ААГН и АИПЗН. ОИН-СУУР «проводит

классификацию» запасов и ресурсов в соответствии с уровнем развития проекта и повышением вероятности достижения стадии промышленной значимости проекта (по вертикали) и «распределяет запасы и ресурсы по категориям» согласно диапазону неопределенности (о горизонтали) *расчетного количества потенциально извлекаемых из залежи при реализации проекта*. Нижеприведенные определения применяются к крупнейшим подгруппам в классификации ресурсов:

Извлекаемые углеводородные ресурсы, как они описаны в настоящем документе, могут быть отнесены к одной из трех основных групп ресурсов: перспективные ресурсы, условные ресурсы или запасы. Разница между перспективными и условными ресурсами зависит от того имеется ли одна или несколько скважин, а также от других показателей, указывающих на наличие потенциала для подвижных углеводородов (например, от состояния открытия). Открытые углеводородные ресурсы могут быть отнесены либо к условным ресурсам, либо к запасам, в зависимости от того, есть ли вероятность того, что, в случае, если проект будет реализован, он достигнет статуса промышленной добычи (например, вероятность достижения стадии промышленной значимости проекта). Отличие различных «классификаций» ресурсов друг от друга зависит от их состояния открытия и повышения вероятности достижения стадии промышленной значимости проекта, как она описана в настоящем документе.

Раздел 1.1 и Приложение А ОИН-СУУР дают определения следующих терминов:

ОБЩЕЕ КОЛИЧЕСТВО НАЧАЛЬНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Начальные геологические запасы углеводородов это то количество углеводородов, которое по оценкам изначально находится в природных залежах. Таким образом, начальные геологические запасы углеводородов это то количество углеводородов, которое по оценкам, на определенную дату, содержится в известных залежах, плюс то количество, которое уже добыто из этих залежей, плюс то рассчитанное количество в залежах, которое еще не было открыто.

Начальные геологические запасы углеводородов можно подразделить на открытые начальные геологические запасы углеводородов и неоткрытые начальные геологические запасы углеводородов, при этом открытые начальные геологические запасы углеводородов ограничены известными залежами.

Признается, что не все количество начальных геологических запасов углеводородов могут составлять потенциально извлекаемые запасы, поскольку на оценку доли, которая может быть извлечена, может влиять существенная неопределенность, и эта оценка будет меняться при изменениях коммерческих обстоятельств, развития технологий и доступности данных.

С учетом вышеозначенных ограничений, может быть необходимо классифицировать часть начальных геологических запасов углеводородов в качестве неизвлекаемых.

ОТКРЫТЫЕ НАЧАЛЬНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ

Открытые начальные геологические запасы углеводородов это то количество углеводородов, которое по оценкам на определенную дату, содержится в известных залежах до начала добычи.

Открытые начальные геологические запасы углеводородов могут быть подразделены на промышленные и непромышленные, при этом рассчитанная потенциально извлекаемая часть классифицируется в качестве запасов и условных ресурсов, соответственно, как эти термины определены ниже.

ИЗВЕСТНАЯ ЗАЛЕЖЬ

ОИН-СУУР определяет залежь как *отдельное образование начального углеводорода.* Для того, чтобы залежь рассматривалась в качестве «известной», она должны быть открыта. Открытие определяется как *одна углеводородная залежь или несколько углеводородных залежей в совокупности, через которые прошли одна или несколько разведочных скважины, и которые были установлены путем тестирования, проб и/или каротажа наличия существенного количества потенциально подвижных углеводородов. ОИН-СУУР устанавливает, что в данном контексте «существенное» предполагает наличие доказательств существования достаточного количества углеводородов для обоснования проведения оценки начальных объемов, выявленных скважиной(ами), и для оценки потенциала промышленной добычи. Известные залежи могут содержать запасы и/или условные ресурсы.*

ЗАПАСЫ

Запасы определяются как то количество углеводородов, которое, как предполагается, может быть извлечено в промышленном масштабе путем реализации проектов разработки известных залежей, начиная с указанной даты, при заданных условиях. Запасы также должны соответствовать следующим критериям: они должны быть открытыми, извлекаемыми, промышленными и остаточными (на дату оценки) на основе реализуемого(ых) проекта(ов) разработки.

Запасы подразделяются на категории в *соответствии со степенью определенности, связанной с оценками (горизонтальная ось на Рисунке 1) и могут далее подразделяться на основании уровня развития проекта и/или характеризоваться в соответствии со статусом разработки и добычи (см. на Рисунке 2 в конце данного документа). Необходимо ссылаться на полный текст ОИН-СУУР для полных определений и рекомендаций.*

УСЛОВНЫЕ РЕСУРСЫ

Условные ресурсы это количество углеводородов, по оценкам потенциально извлекаемое на определенную дату из известных залежей, но реулизуемый(ые) проект(ы) еще не считаются достаточно разработанными для извлечения в промышленных масштабах по причине одного или нескольких непредвиденных обстоятельств. Условные ресурсы могут включать в себя, например, проекты, для которых в настоящее время отсутствуют жизнеспособные рынки, или в отношении которых промышленная добыча зависит от разработки новой технологии, или если оценка залежи не достаточна для четкой оценки рентабельности.

Условные ресурсы подразделяются на категории в соответствии с диапазоном технической неопределенности, связанной с оценками (горизонтальная ось на Рисунке 1) и могут далее подразделяться на основании уровня развития проекта и/или характеризоваться в соответствии с экономическим статусом (см. на Рисунке 2 в конце данного документа). Необходимо ссылаться на полный текст ОИН-СУУР для полных определений и рекомендаций.

НЕОТКРЫТЫЕ НАЧАЛЬНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ

Неоткрытые начальные геологические запасы углеводородов это то количество углеводородов, которое по оценкам на определенную дату, содержится в залежах, которые еще не открыты.

Оцененная потенциально извлекаемая часть неоткрытых начальных геологических запасов углеводородов классифицируется как перспективные ресурсы, определение которым дано ниже.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ

Перспективные ресурсы это то количество углеводородов, оцененное на определенную дату как потенциально извлекаемое из необнаруженных залежей путем применения проектов по разработке в будущем. У перспективных ресурсов есть связанные шанс на открытие, а также шанс на разработку.

Перспективные ресурсы подразделяются на категории в соответствии со степенью определенности, связанной с извлекаемыми оцененными объемами, предполагая их открытие и разработку, и могут далее подразделяться на основании уровня развития проекта (см. на Рисунке 2 в конце данного документа). Необходимо ссылаться на полный текст ОИН-СУУР для полных определений и рекомендаций.

НЕИЗВЛЕКАЕМЫЕ

Термин «неизвлекаемые» относится к той части от количества открытых и неоткрытых начальных геологических запасов углеводородов, которая на определенную дату оценивается как невозможная для извлечения путем применения проектов по разработке в будущем. Часть этого количества может стать извлекаемой в будущем по мере изменения коммерческих обстоятельств или развития технологий; оставшаяся часть может никогда не быть извлечена по причине наличия физических/химических препятствий, представленных взаимодействием жидкостей и пород резервуара в подземных пластах.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТЕРМИНЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В КЛАССИФИКАЦИИ РЕСУРСОВ (ОИН-СУУР)

ВЕРОЯТНОСТЬ ДОСТИЖЕНИЯ СТАДИИ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЗНАЧИМОСТИ ПРОЕКТА

Раздел 2.1, Таблица 1 и Приложение А ОИН-СУУР дают определения следующих терминов, относящихся к промышленной значимости проекта:

«Вероятность достижения стадии промышленной значимости проекта» как обозначено в ОИН-СУУР и как показано на Рисунке 1, это шанс того, что проект будет реализован и достигнет статуса промышленной добычи.

Вероятность достижения стадии промышленной значимости проекта определяется вероятностью возникновения дискретного события. В контексте ОИН-СУУР дискретное событие состоит из одного или нескольких условий, как отмечается ниже, которые оказывают влияние на рентабельность проекта.

Рентабельность проекта зависит от прогноза в отношении условий, которые будут существовать в течение периода времени, когда будет осуществляться деятельность по проекту. Рентабельность не определяется исключительно на основании экономического статуса проекта, который относится к ситуации, когда прибыль от эксплуатации превышает затраты, произведенные или связанные с такой эксплуатацией. Условия, как они представлены в ОИН-СУУР, включают технологические, экономические, правовые, факторы, факторы окружающей среды, социальные и государственные факторы. В то время, как экономические факторы можно кратко сформулировать как прогнозные затраты и цены на продукцию, основополагающими факторами влияния включают, но не ограничиваются, рыночные условия, транспортную инфраструктуру и инфраструктуру по переработке, условия налогообложения и налоги.

Проект разработки может включать одну или несколько скважин и связанные установки по добыче и переработке. В рамках одного проекта могут разрабатываться много резервуаров, либо много проектов могут распространяться на один резервуар. На залежь или потенциальную залежь могут распространяться несколько отдельных и отличающихся друг от друга проектов, которые находятся на разных этапах разведки и разработки. Таким образом, залежь может одновременно содержать извлекаемое количество углеводородов, относящихся к нескольким классам ресурсов.

ПРОМЫШЛЕННАЯ ЗНАЧИМОСТЬ ПРОЕКТА ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ЗАПАСАМ

Промышленная значимость проекта применительно к запасам должна основываться на всех нижеприведенных критериях:

- *Свидетельства обоснованности графика разработки.*
- *Обоснованная оценка соответствия будущих экономических показателей таких проектов разработки заданным критериям финансирования и эксплуатации.*
- *Обоснованные ожидания наличия рынка для всего объема или, по крайней мере, для ожидаемых объемов продаж добычи, что необходимо для обоснования проведения разработки.*
- *Свидетельство наличия необходимых производственных и транспортных объектов или свидетельство того, что такие объекты могут быть предоставлены.*
- *Подтверждение того, что юридические, договорные вопросы, вопросы охраны окружающей среды и другие социальные и экономические вопросы, требующие решения, позволят осуществить фактическую реализацию оцениваемого проекта по извлечению.*
- *Высокая степень уверенности в промышленной продуктивности резервуара.*

Для того чтобы быть отнесенным к классу запасов, проект должен быть достаточно определен для того, чтобы можно было определить его рентабельность. Необходимо наличие разумного ожидания того, что будут получены все внутренние и внешние одобрения.

В целом количество углеводородов не должны быть отнесены к классу запасов, если только нет подтверждения *твердого намерения в разумные сроки разработать месторождение и ввести его в эксплуатацию. В определенных обстоятельствах запасы могут быть приписаны к месторождению, даже если разработка может в течение еще некоторого времени не производиться. Разумный срок для начала разработки зависит от конкретных обстоятельств и изменяется в зависимости от масштаба проекта.* ОИН-СУУР рекомендует *пятилетний срок в качестве ориентировочного, но в ней отмечается, что более длительный срок может быть установлен в ситуациях, когда, например, разработка экономических проектов откладывается по выбору нефтедобывающей компании по причинам, связанным, помимо прочего, с условиями на рынке, либо с целью соблюдения договорных или стратегических задач.*

Для отнесения проекта к классу запасов должна иметься *высокая степень уверенности в промышленной продуктивности резервуара, подтверждаемая фактической добычей или испытаниями пласта. В некоторых случаях проект может быть отнесен к классу запасов на основании картажа скважин и/или анализа керна, которые показывают, что исследуемый резервуар содержит углеводороды и аналогичен резервуарам, расположенным в той же самой территориальной зоне, на которых осуществляется добыча или которые в ходе проведения испытаний пластов показали, что на них может осуществляться добыча.*

ПРОМЫШЛЕННАЯ ЗНАЧИМОСТЬ ПРОЕКТА ПРИМЕНИТЕЛЬНО К УСЛОВНЫМ РЕСУРСАМ

Оцененное количество, извлекаемое из известных залежей, которые еще не считаются достигшими зрелости для промышленной разработки, которая определяется выполнением всех указанных выше условий, должны классифицироваться в качестве условных ресурсов.

На основе предположений относительно будущих условий и их влияния на рентабельность, те проекты, которые в настоящее время классифицируются в качестве условных ресурсов, могут быть в целом разделены на две группы:

- ***Граничные условные ресурсы*** это те объемы ресурсов, связанные с технически выполнимыми проектами, которые в настоящее время либо являются экономически выгодными, либо предполагается, что они будут экономически выгодными при разумным образом прогнозируемых улучшениях коммерческих условий, но по которым не начата разработка ввиду одного или нескольких непредвиденных обстоятельств.

- ***Субграничные условные ресурсы*** это те объемы ресурсов, связанные с открытиями, анализ которых показывает, что технически выполнимые проекты разработки не будут являться

экономически выгодными и/или другие непредвиденные обстоятельства не будут преодолены при существующих или разумным образом прогнозируемых улучшениях коммерческих условий. Эти проекты, тем не менее, должны сохраняться в учете открытых ресурсов на случай существенных изменений в коммерческих условиях.

Эти открытые начальные объемы, в отношении которых невозможно определить технически выполнимый проект разработки при применении существующих или разумным образом прогнозируемых улучшений технологий, классифицируются как неизвлекаемые.

ДЕЛЕНИЕ РЕСУРСОВ НА КАТЕГОРИИ (ОИН-СУУР)

Все оценки количества углеводородов, потенциально извлекаемых из залежей, которые классифицированы как содержащие перспективные или условные ресурсы или запасы, подразумевают неопределенность. Относительная степень неопределенность может быть выражена путем отнесения оцененных количеств к одной или нескольким «категориям», как описано в настоящем документе.

Раздел 2.2 и Приложение А ОИН-СУУР дают определения следующих терминов:

ДИАПАЗОН НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

Диапазон неопределенности, как обозначено в ОИН-СУУР и показано на Рисунке 1, отражает ряд оцениваемых объемов, потенциально извлекаемых из залежи при реализации проекта. Оценщики могут проводить оценку извлекаемых объемов и относить результаты к определенным категориям по степени неопределенности, используя детерминистский приростной (основанный на оценке риска) подход, подход, основанный на детерминистском (совокупном) сценарии или вероятностный метод.

ДЕТЕРМИНИСТСКИЕ МЕТОДЫ (ОИН-СУУР)

ЗАПАСЫ

Для запасов диапазон неопределенности может быть отражен как дискретные приростные объемы, которые именуются доказанные, вероятные или возможные, либо выражены в совокупных показателях как 1P (доказанные), 2P (доказанные плюс вероятные) и 3P (доказанные плюс вероятные плюс возможные), соответственно.

УСЛОВНЫЕ РЕСУРСЫ

В отношении условных ресурсов диапазон неопределенности обычно выражен в показателях детерминистского (совокупного) сценария как 1C, 2C, 3C, соответственно, или в показателях вероятности при использовании вероятностных методов. В то время как схема деления на категории ОИН-СУУР прямо не запрещает использование дискретных приростных объемов для условных ресурсов, ОИН-СУУР не указывает, какие показатели должны применяться к этим дискретным приростным объемам.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ

Для перспективных ресурсов диапазон неопределенности обычно выражается в показателях детерминистского (совокупного) сценария как нижние, наилучшие или высокие оценки, либо в показателях вероятности при использовании вероятностных методов. Как и в случае с условными ресурсами, схема деления на категории ОИН-СУУР прямо не указывает, какие показатели должны применяться к дискретным приростным объемам для перспективных ресурсов.

ПРИРОСТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЛЯ УСЛОВНЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ РЕСУРСОВ (RYDER SCOTT)

Если оценщики предпочтут охарактеризовать диапазон неопределенности для условных ресурсов или перспективных ресурсов в дискретных приростных объемах, они должны будут соответствующим образом обозначить данные объемы и предоставить в своем отчете достаточно детальную информацию, чтобы позволить независимому оценщику или аудитору четко понять, на основе чего были проведены оценка извлекаемых объемов и их деление на категории. Для отчетов, подготовленных Ryder Scott Company (Ryder Scott) диапазон неопределенности для дискретных приростных объемов условных ресурсов именуется 1C приростной (1Ci), 2C приростной (2Ci) и 3C приростной (3Ci), а в отношении перспективных ресурсов именуется нижняя приростная оценка (LEi), наилучшая приростная оценка (BEi) и высокая приростная оценка (HEi), при этом (i) означает конкретную величину прироста.

НАИЛУЧШАЯ ОЦЕНКА

Неопределенность в оценках ресурсов наилучшим образом передается путем отражения в отчете целого ряда возможных результатов. Однако если требуется отразить один единственный показательный результат, «наилучшая оценка» считается наиболее реалистичной оценкой извлекаемых объемов. Термин «наилучшая оценка» используется в данном случае как обобщенное выражение той оценки, которая считается ближайшей по значению к действительным объемам, которые фактически будут извлечены из залежи в период между датой оценки и моментом ликвидации. Обычно считается, что в отношении запасов наилучшая оценка представляет собой *сумму оценок доказанных и вероятных объемов (2P). Следует отметить, что в соответствии с приростным (основанным на оценке риска) подходом к оценке запасов, дискретные оценки даются объемам в каждой из категорий для доказанных и вероятных объемов, и они не должны объединяться без надлежащего учета сопутствующего риска.* В отношении условный ресурсов и перспективных ресурсов наилучшая оценка будет представлена как 2C и «наилучшая оценка», соответственно. Если используются вероятностные методы, термины, как правило, будут служить показателем основной тенденции распределения неопределенности (наиболее вероятный/режим, среднее значение/P50 и средний показатель). Показатели «нижняя оценка» и «высокая оценка» должны предоставлять разумные оценки диапазона неопределенности в отношении наилучшей оценки.

ВЕРОЯТНОСТНЫЕ МЕТОДЫ (ОИН-СУУР)

При использовании вероятностных методов эти оценки объемов должны основываться на методологиях, аналогичных тем, которые применяются к определениям запасов, условных ресурсов и перспективных ресурсов; таким образом, в целом, получающиеся в результате показатели вероятности должны соответствовать детерминистским показателям следующим образом:

- Должна существовать как минимум 90% вероятность (P90) того, что фактически извлеченные объемы будут равны или превысят показатели 1P, 1C или нижнюю оценку.
- Должна существовать как минимум 50% вероятность (P50) того, что фактически извлеченные объемы будут равны или превысят показатели 2P, 2C или наилучшую оценку.
- Должна существовать как минимум 10% вероятность (P10), что фактически извлеченные объемы будут равны или превысят показатели 3P, 3C или высокую оценку.

СОПОСТАВИМОСТЬ СХОЖИХ КАТЕГОРИЙ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ

Как указано на Рисунке 1, оценки условных ресурсов 1C, 2C и 3C и оценки перспективных ресурсов, именуемые нижние оценки, наилучшие оценки и высокие оценки, которые относятся к потенциально извлекаемым объемам, должны отражать определенную сопоставимость с категориями запасов 1P (доказанные), 2P (доказанные плюс вероятные) и 3P (доказанные плюс вероятные плюс возможные), соответственно. В то время, как может существовать серьезный риск того, что залежи, которые не могут достичь стадии промышленной добычи, или неоткрытые залежи, не достигнут уровня промышленной добычи, полезно учесть пределы потенциально извлекаемых объемов независимо от такого риска.

Без новой технической информации распределение технически извлекаемых объемов и пределы их деления на категории не должны изменяться, если в достаточной степени удовлетворены условия для того, чтобы переклассифицировать проект с условных ресурсов на запасы.

СУММИРОВАНИЕ

Объемы углеводородов, которые классифицированы в качестве запасов, условных ресурсов или перспективных ресурсов не должны суммироваться друг с другом без должного рассмотрения вопроса существенных отличий критериев, связанных с их классификацией. В частности, может существовать значительный риск того, что залежи, содержащие условные ресурсы или перспективные ресурсы, не достигнут уровня промышленной добычи. Аналогичным образом, запасы и ресурсы, отнесенные к разным категориям, не должны суммироваться друг с другом без должного рассмотрения вопроса существенных отличий критериев, связанных с их отнесением к той или иной категории.

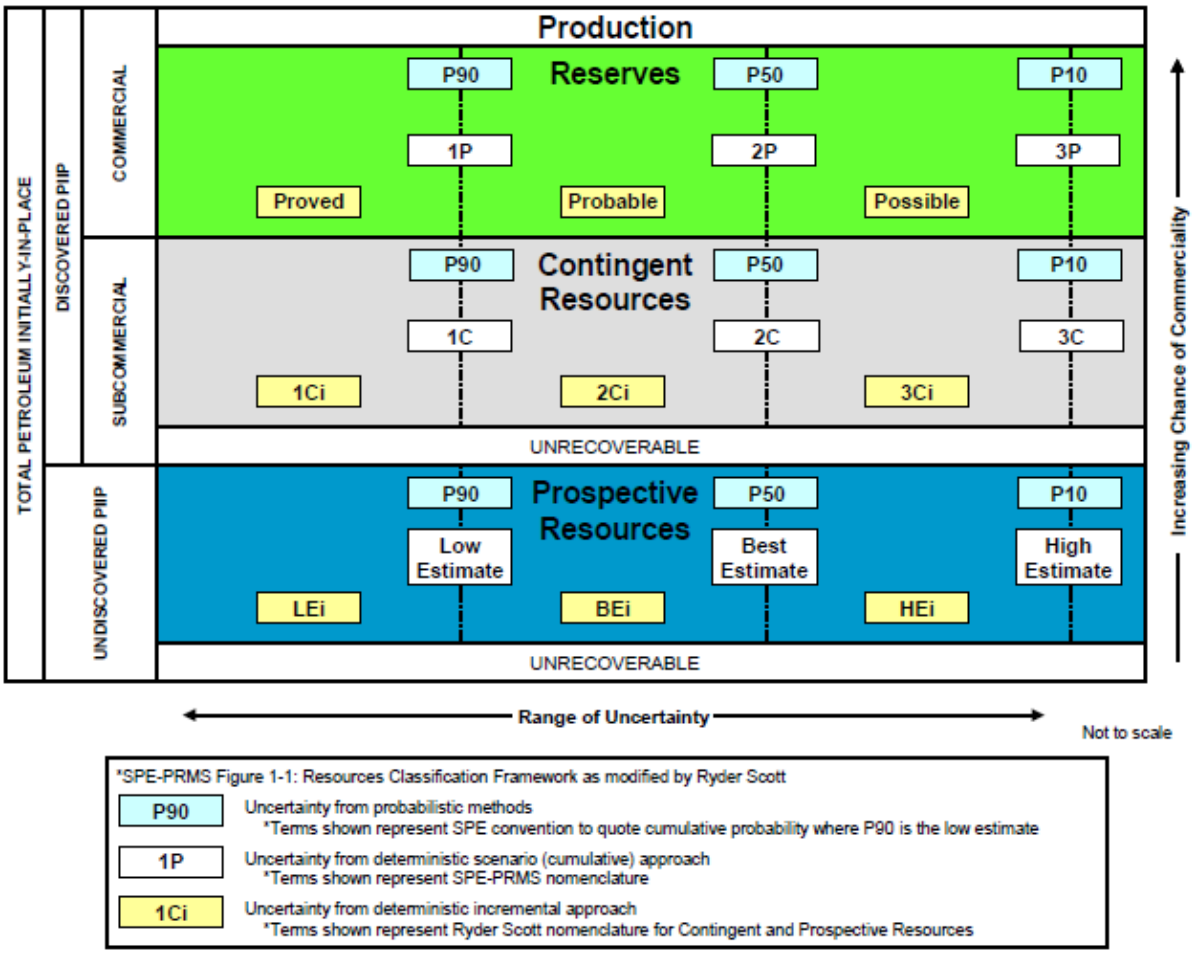
СИСТЕМА КЛАССИФИКАЦИИ РЕСУРСОВ (ОИН-СУУР)

ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ

Рисунок 1 представляет собой графическое изображение системы классификации ресурсов ОИН, ВНС, ААГН, АИПЗН. По горизонтали обозначен «диапазон неопределенности» для оцененного потенциально извлекаемого объема в отношении залежи по проектам, в то время как вертикальная ось представляет собой вероятность достижения стадии промышленной значимости проекта, другими словами вероятность того, что проект будет реализован и достигнет статуса промышленной добычи.

Рисунок 1.

СИСТЕМА КЛАССИФИКАЦИИ РЕСУРСОВ ОИН, ВНС, ААГН, АИПЗН



ПРИРСТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЛЯ УСЛОВНЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ РЕСУРСОВ КАК ОНИ ОПРЕДЕЛЕНЫ RYDER SCOTT

Если оценщики предпочтут охарактеризовать диапазон неопределенности для условных ресурсов или перспективных ресурсов в дискретных приростных объемах, они должны будут соответствующим образом обозначить данные объемы и предоставить в своем отчете достаточно детальную информацию, чтобы позволить независимому оценщику или аудитору четко понять, на основе чего были проведены оценка извлекаемых объемов и их деление на категории. Для отчетов, подготовленных Ryder Scott Company (Ryder Scott) диапазон неопределенности для дискретных приростных объемов условных ресурсов именуется 1C приростной (1Ci), 2C приростной (2Ci) и 3C приростной (3Ci), а в отношении перспективных ресурсов именуется нижняя приростная оценка (LEi), наилучшая приростная оценка (BEi) и высокая приростная оценка (HEi), при этом (i) означает конкретную величину прироста.

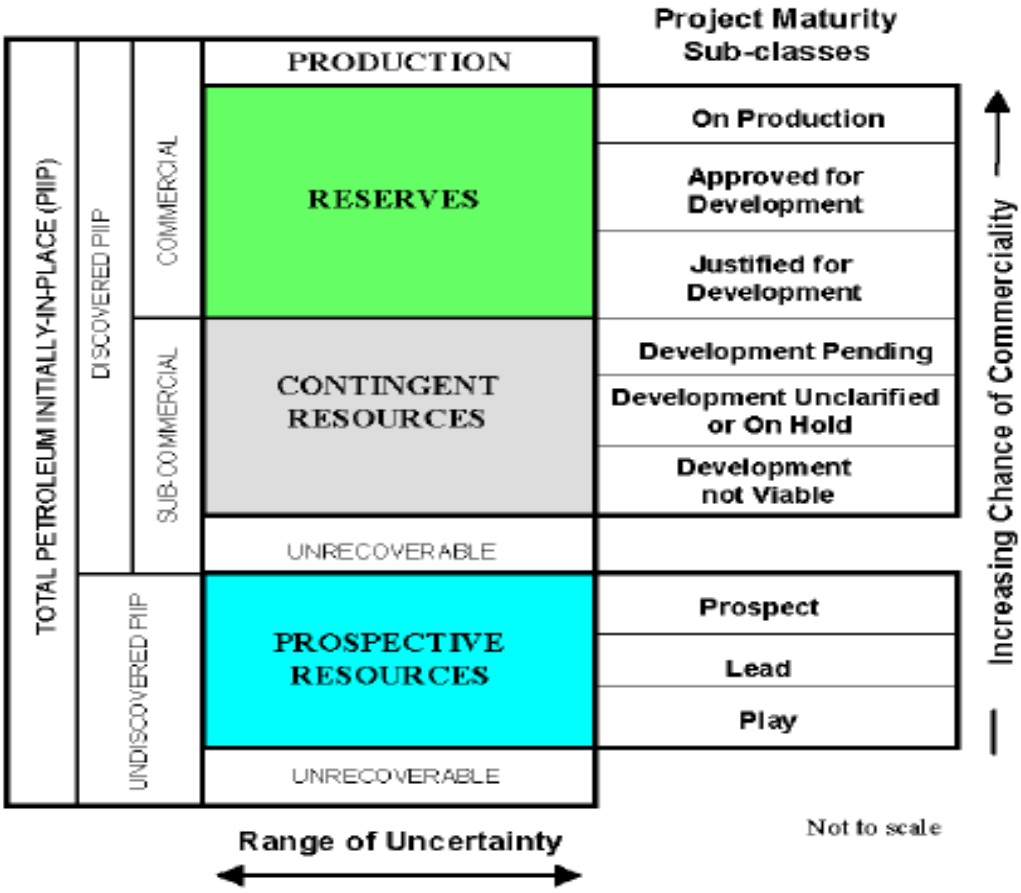
СИСТЕМА КЛАССИФИКАЦИИ РЕСУРСОВ (ОИН-СУУР)

ГРАФИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ

Рисунок 2.

ПОДКЛАССЫ УРОВНЕЙ РАЗВИТИЯ ПРОЕКТА

ОИН, ВНС, ААГН, АИПЗН



[1]Система управления углеводородными ресурсами, подготовленная Комитетом по нефтегазовым запасам Общества инженеров-нефтяников (ОИН); рассмотренная и разработанная при совместной поддержке Всемирного нефтяного совета (ВНС), Американской ассоциации геологов-нефтяников (ААГН) и Ассоциации инженеров по подсчету запасов нефти (АИПЗН) в марте 2007 года.

Таблица 1: Классы и подклассы извлекаемых запасов

Класс/ подкласс	**Определение**	**Основополагающий принцип**
Запасы	Запасы это то количество углеводородов, которое, как предполагается, может быть извлечено в промышленном масштабе путем реализации проектов разработки известных залежей, начиная с указанной даты, при заданных условиях.	Запасы должны соответствовать четырем критериям: они должны быть открытыми, извлекаемыми, промышленными и остаточными на основе реализуемого(ых) проекта(ов) разработки. Запасы подразделяются на подкатегории в соответствии со степенью определенности, связанной с оценками и могут далее подразделяться на основании уровня развития проекта и/или характеризоваться в соответствии с их статусом разработки и добычи. Для того чтобы быть отнесенным к классу запасов, проект должен быть достаточно определен для того, чтобы можно было определить его рентабельность. Необходимо наличие разумного ожидания того, что будут получены все внутренние и внешние одобрения, и имеется твердое намерение в разумные сроки осуществить разработку. Разумный срок для начала разработки зависит от конкретных обстоятельств и изменяется в зависимости от масштаба проекта. В то время как в качестве ориентировочного рекомендован срок в пять лет, более длительный срок может быть установлен в ситуациях, когда, например, разработка экономических проектов откладывается по выбору нефтедобывающей компании по причинам, связанным, помимо прочего, с условиями на рынке, либо с целью соблюдения договорных или стратегических задач. В любом случае, обоснование классификации должно быть четко документально зафиксировано. Для отнесения проекта к классу запасов должна иметься высокая степень уверенности в промышленной продуктивности резервуара, подтверждаемая фактической добычей или испытаниями пласта. В некоторых случаях проект может быть отнесен к классу запасов на основании картажа скважин и/или анализа керна, которые показывают, что исследуемый резервуар содержит углеводороды и аналогичен резервуарам, расположенным в той же самой территориальной зоне, на которых осуществляется добыча или которые в ходе проведения испытаний пластов

Класс/ подкласс	Определение	Основополагающий принцип
		показали, что на них может осуществляться добыча.

Класс/ подкласс	**Определение**	**Основополагающий принцип**
В работе	По проекту разработки в настоящий момент осуществляется добыча и продажа углеводородов на рынке	Основным критерием является то, что проект обеспечивает прибыль от продаж, а не обязательно то, что одобренный проект разработки должен быть завершен. Это тот момент, когда можно сказать, что «вероятность достижения стадии промышленной значимости проекта» равна 100%. «Этапом принятия решения» по проекту является решение начать промышленную добычу по проекту.
Одобрен для разработки	Все необходимые одобрения были получены, фонды основного капитала были привлечены и осуществляется выполнение проекта разработки.	На этом этапе не должно быть сомнений, что проекта разработки осуществляется. В отношении проекта не должно существовать никаких непредвиденных обстоятельств, таких, как отсутствующие разрешения официальных органов или договоры продажи. Прогнозные капитальные затраты должны быть включены в одобренный бюджет подотчетного юридического лица на текущий и следующий год. «Этапом принятия решения» по проекту является решение начать осуществление капиталовложений в строительство добывающих объектов и/или бурение разработочных скважин.
Обоснован для осуществления разработки	Осуществление проекта разработки обоснованно с точки зрения разумных прогнозных коммерческих условий на момент представления отчета, и имеются разумные основания ожидать, что все необходимые одобрения/договоры будут получены.	Для того, чтобы достичь этого этапа развития проекта, и таким образом иметь связанные с ним запасы, проект разработки должен быть рентабельным в момент предоставления отчета, на основании предположений подотчетного юридического лица относительно будущих цен, затрат, и проч. («прогнозная аргументация») и специфических обстоятельств, связанных с проектом. Доказательства наличия твердого намерения в разумные сроки осуществить разработку будет достаточно для того, чтобы продемонстрировать промышленную значимость проекта. Должен иметься достаточно подробный план разработки для подтверждения промышленной значимости проекта, и разумное ожидание того, что любые разрешения официальных органов или договоры продажи, требуемые до начала внедрения проекта, будут получены. Кроме

Класс/ подкласс	Определение	Основополагающий принцип
		таких разрешений/договоров, не должно иметься известных непредвиденных обстоятельств, которые в течение разумного срока могут воспрепятствовать осуществлению разработки (см. класс запасов).
		«Этапом принятия решения» по проекту является решение подотчетного юридического лица и его партнеров, если таковые имеются, о том, что проект достиг уровня технического и промышленного развития, достаточного для того, чтобы обосновать продолжение осуществления разработки в данный момент времени.
Условные ресурсы	То количество углеводородов, по оценкам потенциально извлекаемое на определенную дату из известных залежей в результате реализации проектов разработки, но которое в настоящее время не считается возможным для извлечения в промышленных масштабах по причине одного или нескольких непредвиденных обстоятельств	Условные ресурсы могут включать в себя, например, проекты, для которых в настоящее время отсутствуют жизнеспособные рынки, или в отношении которых промышленная добыча зависит от разработки новой технологии, или если оценка залежи не достаточна для четкой оценки рентабельности. Условные ресурсы далее подразделяются на категории в соответствии с уровнем определенности, связанной с оценками и могут подразделяться на подкатегории на основании уровня развития проекта и/или характеризоваться в соответствии с их экономическим статусом.
Проект разработки, находящийся на рассмотрении	Открытая залежь, на которой осуществляется деятельность по проекту для обоснования промышленной разработки в обозримом будущем.	Проект считается имеющим разумный потенциал для последующей промышленной разработки, в такой степени, что в настоящий момент осуществляется получение дополнительных данных (т.е. данных бурения, сейсмической разведки) и/или оценок, для того, чтобы подтвердить рентабельность проекта и дать основу для выбора надлежащего плана разработки. Опасные непредвиденные обстоятельства были определены, и разумно ожидается, что они будут устранены в разумные сроки. Обратите внимание, что неутешительные результаты оценок могут привести к переклассификации статуса проекта на «приостановленный» или на «нерентабельный». «Этапом принятия решения» по проекту является решение о получении дополнительных данных и/или результатов исследований для выведения проекта на этап

Класс/ подкласс	Определение	Основополагающий принцип
		такого технического или промышленного развития, при котором может быть принято решение начать разработку и добычу.
Статус проекта разработки неясен или проект приостановлен	Открытая залежь, на которой деятельность по проекту приостановлена и/или получение обоснования промышленной разработки может существенно откладываться.	Проект считается имеющим потенциал для последующей промышленной разработки, но дальнейшие действия по оценке приостановлены до устранения существенных непредвиденных обстоятельств извне проекта, либо необходимо проведение существенных дальнейших действий по оценке для определения потенциала последующей промышленной разработки. Разработка может быть существенно задержана. Следует обратить внимание на то, что изменение обстоятельств, такое, например, что больше не имеется разумных ожиданий того, что существенное непредвиденное обстоятельство может быть устранено в обозримом будущем, может привести к тому, что статус проекта будет изменен на «нерентабельный». «Этапом принятия решения» по проекту является решение либо о проведении дополнительной оценки, направленной на выяснение потенциала последующей промышленной разработки, либо о временной приостановке или отсрочке дальнейшей деятельности до разрешения вопроса внешних непредвиденных обстоятельств.
Разработка нерентабельна	Открытая залежь в отношении которой на данный момент отсутствуют планы по разработке или получению дополнительных данных по причине ограниченного потенциала добычи.	Проект не считается имеющим потенциал для последующей промышленной разработки в момент предоставления отчета, но теоретически извлекаемые объемы зафиксированы с тем, чтобы потенциальная возможность была установлена на случай существенного изменения в технологиях или коммерческих условиях. «Этапом принятия решения» по проекту является решение в обозримом будущем не предпринимать дальнейших действий по получению данных и не проводить исследования по проекту.
Перспективные ресурсы	То количество нефти, оцененное на определенную дату как потенциально извлекаемое из необнаруженных залежей	Потенциальные залежи оцениваются в соответствии с присущим им шансом на открытие, и предполагая, что такое открытие будет сделано, в соответствии с оценочными объемами, которые будут извлечены по определенным программам разработки.

Класс/ подкласс	Определение	Основополагающий принцип
		Признается, что программы разработки будут значительно менее подробными и будут в большей степени зависеть от аналогичных разработок на более ранних этапах разведки.
Поисково-разведочные объекты	Проект, связанный с потенциальной залежью, которая достаточно хорошо выражена, чтобы представлять собой пригодный для бурения объект	Деятельность по проекту сконцентрирована на оценке шанса на открытие, и, предполагая, что такое открытие будет сделано, диапазона потенциально извлекаемых объемов по программе промышленной разработки.
Перспектива	Проект, связанный с потенциальной залежью, которая в настоящий момент плохо определена и требует получение дополнительных данных и/или проведения оценки для того, чтобы быть классифицированной в качестве поисково-разведочного объекта.	Деятельность по проекту сконцентрирована на получении дополнительных данных и/или осуществлении дальнейшей оценки, которые направлены на то, чтобы подтвердить, может ли перспектива развиться в полноценный поисково-разведочный объект. Такая оценка включает оценку шанса на открытие, и, предполагая, что такое открытие будет сделано, диапазона потенциально извлекаемых объемов по выполнимым сценариям разработки.
Плей	Проект, связанный с перспективным направлением потенциальных поисково-разведочных объектов, но который требует получения большего количества данных и/или проведения оценки для определения конкретных перспектив или поисково-разведочных объектов.	Деятельность по проекту сконцентрирована на получении дополнительных данных и/или осуществлении дальнейшей оценки, которые направленны на определение конкретных перспектив или поисково-разведочных объектов для более детального анализа их шанса на открытие и, предполагая, что такое открытие будет сделано, диапазона потенциально извлекаемых объемов по гипотетическим сценариям разработки.

[1]Система управления углеводородными ресурсами, подготовленная Комитетом по нефтегазовым запасам Общества инженеров-нефтяников (ОИН); рассмотренная и разработанная при совместной поддержке Всемирного нефтяного совета (ВНС), Американской ассоциации геологов-нефтяников (ААГН) и Ассоциации инженеров по подсчету запасов нефти (АИПЗН) в марте 2007 года.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ОСНОВОПОЛАГАЮЩИЕ ПРИНЦИПЫ СОСТОЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ

по материалам

СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫМИ РЕСУРСАМИ (ОИН-СУУР)1

разработанная при поддержке и одобренная:

ОБЩЕСТВА ИНЖЕНЕРОВ-НЕФТЯНИКОВ (ОИН),

ВСЕМИРНОГО НЕФТЯНОГО СОВЕТА (ВНС),

АМЕРИКАНСКОЙ АССОЦИАЦИИ ГЕОЛОГОВ-НЕФТЯНИКОВ (ААГН)

АССОЦИАЦИИ ИНЖЕНЕРОВ ПО ПОДСЧЕТУ ЗАПАСОВ НЕФТИ (АИПЗН)

ЗАПАСЫ

Категории состояния запасов определяют статус разработки и добычи скважин и резервуаров. Таблица 2 ОИН-СУУР следующим образом определяет категории состояния запасов:

РАЗРАБОТАННЫЕ ЗАПАСЫ (ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОИН-СУУР)

Разработанные запасы это объемы, которые, как ожидается, будут извлечены из существующих скважин и объектов.

Запасы считаются разработанными только после установки необходимого оборудования, или когда стоимость такой установки сравнительно невелика по сравнению со стоимостью скважины. Если необходимые производственные объекты становятся недоступны, может потребоваться переклассифицировать разработанные запасы в неразработанные. Разработанные запасы могут быть далее классифицированы на подгруппы как добываемые и недобываемые.

Разработанные добываемые

Разработанные добываемые запасы, как ожидается, будут извлечены из интервалов заканчивания, которые открыты и на которых осуществляется добыча в момент проведения оценки.

Запасы, полученные в результате усовершенствованного извлечения, считаются добываемыми только после того, как проект усовершенствованного извлечения находится на стадии эксплуатации.

Разработанные недобываемые

Разработанные недобываемые запасы включают в себя простаивающие и затрубные запасы.

Простаивающие запасы

Простаивающие запасы, как ожидается, будут извлечены из:

(1) интервалов заканчивания, которые открыты в момент проведения оценки, но на которых еще не началась добыча;

(2) скважин, которые были закрыты из-за конъюнктуры рынка или соединений трубопроводов; или

(3) скважин, на которых добыча невозможна по механическим причинам.

Затрубные запасы

Затрубные запасы, как ожидается, будут извлечены из зон в существующих скважинах, которые потребуют дополнительной работы по заканчиванию или повторному освоению в будущем до начала добычи.

В любом случае, добыча может быть начата или возобновлена со сравнительно более низкими затратами по сравнению со стоимостью бурения новой скважины.

НЕРАЗРАБОТАННЫЕ ЗАПАСЫ (ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОИН-СУУР)

Неразработанные запасы это объемы, которые, как ожидается, будут извлечены в результате осуществления будущих капиталовложений.

Как ожидается, неразработанные запасы будут извлечены из:

(1) новых скважин на неразбуренных участках в известных залежах;
(2) углубления существующих скважин в другой (но известный) резервуар;
(3) уплотняющих скважин, которые повысят объем извлечения; или
(4) в ситуациях, когда достаточно существенные затраты (например, по сравнению со стоимостью бурения новой скважины) требуются для:
(a) повторного заканчивания существующей скважины; или
(b) установки производственных и транспортных объектов для проектов первоначального извлечения или усовершенствованного извлечения.

УСЛОВНЫЕ РЕСУРСЫ

Условные ресурсы могут включать в себя, например, проекты, для которых в настоящее время отсутствуют жизнеспособные рынки, или в отношении которых промышленная добыча зависит от разработки новой технологии, или если оценка залежи не достаточна для четкой оценки рентабельности.

Категории состояния условных ресурсов могут отражать статус разработки и добычи на скважинах или в резервуарах, или могут отражать уровень развития проекта и/или характеризоваться в соответствии со своим экономическим статусом, как указано в Таблице 1 и на Рисунке 2 ОИН-СУУР.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ

Перспективные ресурсы по определению являются неразработанными, поскольку они представляют собой ресурсы, потенциально извлекаемые из неоткрытых залежей. Категории состояния перспективных ресурсов отражают уровень развития проекта, как указано в Таблице 1 и на Рисунке 2 ОИН-СУУР.

ЧАСТЬ 16
НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ

1. Налогообложение Нидерландов

Следующее обсуждение, с учетом ограничений, изложенных ниже, описывает существенные налоговые аспекты Нидерландов, касающиеся приобретения, владения и распоряжения Вами Обыкновенных акций. Это обсуждение основано на законах, положениях, постановлениях и решениях по состоянию на дату данного Проспекта, действующих в Нидерландах, которые, в каждом конкретном случае, могут измениться. Любые изменения могут применяться задним числом и могут повлиять на сохраняющуюся применимость этой дискуссии. Это обсуждение не заявляется в качестве полного анализа всех налоговых аспектов в Нидерландах, и это обсуждение не описывает все аспекты налогообложения, которые могут иметь отношение к Вам или Вашей ситуации, особенно если на Вас распространяются специальные налоговые положения. Вам следует проконсультироваться с Вашими собственными консультантами по вопросам налогообложения касательно налоговых последствий владения Обыкновенными Акциями, в том числе применительно к Вашему конкретному состоянию аспектов, обсуждаемых ниже, а также государственных, местных и иных налоговых законов о налогообложении. Это обсуждение предполагает, что каждая сделка, касающаяся Обыкновенных Акций, заключается по принципу незаинтересованности.

1.1 Общие положения

Ниже приводится общий обзор некоторых налоговых последствий Нидерландов, связанных с приобретением, владением и размещением Обыкновенных акций. Этот обзор не заявляется в качестве описания всех возможных налоговых аспектов или последствий, которые могут иметь отношение к Акционеру или потенциальному Акционеру, владеющему Обыкновенными акциями, и не заявляется в качестве попытки урегулировать налоговые последствия, применимые ко всем категориям инвесторов, на некоторых из которых (например, инвесторы, которые подлежат налогообложению на островах Бонайр, Синт-Эстатиус и Саба и доверительные фонды или аналогичные структуры) возможно распространяются специальные правила. С учетом его общего характера оно должно рассматриваться с соответствующей осторожностью. Держатели или потенциальные Акционеры, владеющие Обыкновенными акциями должны проконсультироваться со своими собственными консультантами по налогообложению относительно налоговых последствий инвестирования в Обыкновенные акции в их конкретных обстоятельствах. Обсуждение ниже включено исключительно для предоставления общих сведений.

За исключением случаев, когда указано иное, этот обзор касается только внутреннего налогового законодательства Нидерландов и опубликованных положений, действующих на дату настоящего соглашения и которое истолковывается в соответствии с опубликованным прецедентным правом до этой даты, опубликованных до этой даты, не ограничивая смысл любой поправки, внесенной на более поздний срок и приведенной в исполнение с или без обратной силы.

Пожалуйста, обратите внимание на то, что обзор в данном разделе не описывает налоговые последствия Нидерландов для:

(i) Акционеров, владеющих Обыкновенными акциями, если такие Акционеры, и в случае физических лиц, его/ее партнера или их отдельных родственников, связанных кровным родством или узами брака по прямой линии (включая приемных детей), имеющих существенную долю участия (на голландском языке: «aanmerkelijk belang») или предполагаемую существенную долю участия в

Компании в соответствии с Законом «О подоходном налоге» Нидерландов 2001 года (на голландском: «*Wet inkomstenbelasting 2001*»). По сути, Акционером компании считается лицо, владеющее существенной долей участия в такой компании, если такой владелец самостоятельно или, в случае физических лиц, вместе с его/ее партнером и отдельными родственниками, связанными кровным родством по прямой линии (как определено в Законе «О подоходном налоге» Нидерландов 2001 года), прямо или косвенно, владеет (i) 5% долей или более общего выпущенного и находящегося в обращении капитала этой компании, или 5% долей или более выпущенного и находящегося в обращении капитала определенного класса акций этой компании; или (ii) правами на приобретение, прямо или косвенно, такой доли; или (iii) определенными правами на участие в прибыли такой компании, которые относятся к 5% или более ежегодного дохода компании и/или 5% или более доходов от ликвидации компании. Предполагаемая существенная доля участия может возникнуть, если существенная доля участия (или ее часть) в компании была отчуждена, или считается отчужденной, на основе непризнания в результате применения механизма налогообложения (механизма возобновления);

(ii) пенсионных фондов, инвестиционных учреждений (на голландском: «*fiscale beleggingsinstellingen*»), освобождает инвестиционные учреждения (на голландском: «*vrijgestelde beleggingsinstellingen*») (как определено в Законе «О налоге с доходов корпораций» Нидерландов 1969 года) и другие организации, которые освобождаются от корпоративного подоходного налога Нидерландов; и

(iii) Акционеров, владеющих Обыкновенными акциями, являющихся физическими лицами, для которых Обыкновенные акции или каких-либо доходы, полученные от Обыкновенных акций являются вознаграждением или считаются вознаграждением в связи с деятельностью таких Акционеров или определенных физических лиц, относящихся к таким акционерам (Законе «О подоходном налоге» Нидерландов 2001 года).

1.2 Удерживаемый налог на дивиденды

1.2.1 Требование удержания

Компания обязана удержать 15% голландский налог на дивиденды в отношении дивидендов, выплачиваемых по Обыкновенным акциям. В соответствии с Голландским Законом «О налоге на дивиденды» 1965 года (Wet op de dividendbelasting 1965), дивиденды определяется как доходы от акций, которые включают в себя:

(a) доходы в денежной или в натуральной форме, включая прямое или косвенное распределение прибыли;

(b) доходы от ликвидации компании, доходы от выкупа Обыкновенных акций и, как правило, встречное вознаграждение за обратную покупку Обыкновенных акций Компании, в случае, если ее оплаченная доля акционерного капитала превышает признаваемую для целей выплаты налога на дивиденды Голландии, за исключением случаев, когда применяется определенное законом освобождение;

(c) Номинальная стоимость Обыкновенных акций, выпущенных держателем Обыкновенных акций или увеличение номинальной стоимости Обыкновенных акций, за исключением случаев, когда (увеличение) номинальная стоимость Обыкновенных акций финансируется из оплаченной доли акционерного капитала Компании, которая признается для целей выплаты налога на дивиденды Голландии; и

(d) частичное погашение оплаченной доли акционерного капитала для целей налогообложения, если и в тех случаях, когда имеются доходы подлежащие налогообложению («zuivere winst»), если Общее собрание акционеров заранее решило произвести такие выплаты, и при том условии, что номинальная стоимость Обыкновенных акций была сокращена на равную сумму путем внесения поправки в Устав и оплаченная доля акционерного капитала признается в качестве капитала для целей выплаты налога на дивиденды Голландии.

1.2.2 ***Резиденты Нидерландов***

Если Акционер является резидентом Нидерландов или считается резидентом Нидерландов или это физическое лицо, которое решило рассматриваться в качестве резидента для целей Закона «О подоходном налоге» Нидерландов 2001 года, голландский налог на дивиденды, который удерживается в отношении доходов от Обыкновенных акций будет в целом засчитываемым в сумму налога и/или подлежать возмещению для целей выплаты голландского налога на доходы корпораций голландского подоходного налога, если Акционер является бенефициарным собственником (как описано ниже) этих доходов.

1.2.3 ***Нерезиденты Нидерландов***

Если Акционер является резидентом другой страны, за исключением Нидерландов и если имеется соглашение об исключении двойного налогообложения в отношении подоходных налогов, действующего между Нидерландами и этой страной, и если такой Акционер является бенефициарным собственником (как это описано ниже) доходов от реализации Обыкновенных акций и резидентом для целей такого соглашения, то акционер может в зависимости от условий конкретного соглашения, претендовать на полное или частичное освобождение у источника выплат или на возврат в целом или части голландского налога на дивиденды. Акционер-нерезидент Нидерландов, в зависимости от налогового законодательства страны проживания, может получить налоговую льготу, частично или в полном объеме, от суммы удержанного голландского налога на дивиденды. Акционеры-нерезиденты Нидерландов должны проконсультироваться со своими налоговыми консультантами относительно своих налоговых обязательств и возможностей получения налоговой льготы.

Возврат голландского налога на дивиденды при определенных обстоятельствах может быть доступен для лиц, проживающих в другом государстве-члене Европейского Союза, если данные лица не подпадают под обложение корпоративным подоходным налогом в той стране и не будут подлежать обложению голландским корпоративным подоходным налогом, как если бы они являлись резидентами Нидерландов для целей налогообложения.

1.2.4 ***Бенефициарный собственник***

Получатель доходов от Обыкновенных акций не имеет право на любые вычеты, снижения, возвраты или льготы по голландскому налогу на дивиденды, если получатель не считается бенефициарным собственником таких доходов. Получатель в частности, не будет рассматриваться в качестве бенефициарного собственника этих доходов, если, в связи с такими доходами, получатель оплачивает возмещение в рамках серии транзакций в отношении которых, вполне вероятно, что:

(a) доходы набираются полностью или частично, прямо или косвенно, по лицу или юридическому лицу, которое:

(i) в отличие от получателя, оплачивающего компенсацию, не имеет право на освобождение от налога на дивиденды; или

(ii) по сравнению с получателем, оплачивающим компенсацию, в меньшей степени имеет право на более низкую налоговую ставку или возврат суммы налога на дивиденды; и

(b) такое физическое или юридическое лицо, которое прямо или косвенно, сохранило или приобрело долю акций, сертификатов на участие в прибылях или кредитах, по сравнению с долей, которую оно имело в аналогичных имущественных правах до того, как была начата серия сделок.

1.2.5 ***Сокращение голландского удерживаемого налога после перераспределения дивидендов от доходов, полученных за рубежом***

При соблюдении определенных условий, Компания может применять сокращение удерживаемого налога, налагаемого на определенные дивиденды, подлежащие налогообложению, распределяемые Компанией, если Компания сама получила дивиденды от определенных дочерних компаний, подлежащих налогообложению, дивиденды которых подлежат налогообложению после распределения в пользу Компании. Снижение голландского подоходного налога, которым облагаются такие дивиденды, которые распределяются компанией, равно меньшему из:

(a) 3% от суммы распределенных Компанией дивидендов, которые являются объектом подоходного налога; и

(b) 3% от общей суммы дивидендов, полученных за определенный период от не-голландских дочерних компаний.

Снижение применяется к голландскому налогу на дивиденды, который Компания должна оплатить голландским налоговым органам, а не к сумме голландского налога на дивиденды, которую Компания должна удержать.

1.3 ***Подоходный налог и налог на прирост капитала***

1.3.1 ***Резиденты Нидерландов***

В целом, если Держатель Обыкновенных акций – это лицо, являющееся резидентом или которое считается резидентом Нидерландов для целей обложения корпоративным подоходным налогом Нидерландов, то любой доход, полученный от Обыкновенных акций или какие-либо прибыль или убыток, возникшие при распоряжении ими или считающиеся в качестве распоряжения, подлежит обложению корпоративным подоходным налогом в размере 25% в Нидерландах (ставка корпоративного подоходного налога в 20% применяется в отношении налогооблагаемой прибыли в пределе 200 000, установленного для 2014 г).

Если Держатель Обыкновенных акций является физическим лицом, резидентом или считается резидентом Нидерландов для целей обложения подоходным налогом Нидерландов (включая Держателя – физическое лицо, являющееся нерезидентом, которое выбрало применение норм Закона о подоходном налоге Нидерландов 2001 г., который применяется к резидентам Нидерландов), то любой доход от Обыкновенных акций или какие-либо доходы или убытки при распоряжении Обыкновенными акциями, либо при их предполагаемом распоряжении, облагается налогом по прогрессивной ставке подоходного налога (максимум 52%) если:

(i) Обыкновенные акции связаны с предприятием, от которого Держатель Обыкновенных акций получает долю прибыли, будь то в качестве предпринимателя или лица, которое имеет совместное право на чистую стоимость такого предприятия, не будучи предпринимателем или акционером (как определено в Законе «О подоходном налоге» Нидерландов 2001 г.); или

(ii) Акционер, владеющий Обыкновенными акциями, считается осуществляющим деятельность в отношении Обыкновенных акций, которые выходят за рамки обычной практики управления активами (на Голландском: «*normaal, actief vermogensbeheer*») или получающий прибыль от Обыкновенных акций, которые (иначе) облагаются налогом в качестве прибыли от других видов деятельности (на голландском: «*resultaat uit overige werkzaamheden*»).

Если вышеупомянутые условия (i) и (ii) не применяются к Акционерам-физическим лицам, владеющим Обыкновенными акциями, то такой Акционер будет облагаться налогом на ежегодной основе на предполагаемый доход в 4% от его чистых инвестиционных активов за год при ставки подоходного налога в 30% (что в результате становится чистой эффективной налоговой ставкой на инвестиционные активы в размере 1,2%). Чистые инвестиционные активы за год представляют собой справедливую рыночную стоимость инвестиционных активов, за исключением допустимых обязательств по состоянию на 1 января соответствующего календарного года. Обыкновенные акции включены в качестве инвестиционных активов. Необлагаемый минимум может применяться для снижения объема чистых инвестиций активов, которые облагаются налогом. Фактические процентные доходы или фактическая прибыль или убыток в отношении Обыкновенных Акций как таковые не является предметом для обложения подоходным налогом в Нидерландах.

1.3.2 ***Нерезиденты Нидерландов***

(i) Акционер, владеющий Обыкновенными акциями, который не является резидентом либо не считается резидентом Нидерландов, или не выбрал для себя применение положений Закона о подоходном налоге Нидерландов 2001 г., которые применяются к резидентам Нидерландов, не будет облагаться налогами на доход или прирост капитала в Нидерландах в отношении любых доходов, полученных от Обыкновенных акций или в отношении какой-либо прибыли или убытков, при распоряжении или предполагаемом распоряжении Обыкновенными акциями, при условии, что:

(ii) такой Акционер не имеет доли в предприятии или в субъекте, который считается предприятием (как определено в Законе о подоходном налоге в Нидерландах от 2001 г. и Законе о корпоративном подоходном налоге Нидерландов от 1969 г., включая, но не ограничиваясь, статьей 17-3-c), которое, целиком или частично, либо активно управляется в Нидерландах, либо функционирует посредством постоянного учреждения, либо предполагаемое постоянное учреждение или посредством постоянного представительства в Нидерландах, к которому относятся такое предприятие или часть предприятия с Обыкновенными Акциями;

(iii) в случае, если Акционером является физическое лицо, то такой Акционер не осуществлять какую-либо деятельность в Нидерландах в отношении Обыкновенных акций, если это выходит за рамки обычной практики управления активами и он не извлекает доходов из Обыкновенных акций, что (иначе) подлежат обложению налогами в качестве прибыли от других видов деятельности в Нидерландах; и

(iv) такой Акционер не имеет доли в предприятии в Нидерландах иным образом, кроме как путем владения ценными бумагами и он не является управляющим директором или членом наблюдательного совета предприятия в Нидерландах.

Акционер, владеющий Обыкновенными акциями, не подлежит налогообложению в Нидерландах только в силу исполнения, распределения или применения

Обыкновенных акций, либо выполнения Компанией своих обязательств по Обыкновенным акциям.

1.4 ***Налог на добавленную стоимость (НДС)***

НДС Нидерландов не подлежит оплате Акционерами, владеющими Обыкновенными акциями относительно какого-либо платежа в счет вознаграждения за выпуск или передачу Обыкновенных Акций, или в отношении выплаты каких-либо дивидендов Компанией.

1.5 ***Прочие налоги и сборы***

Регистрационный налог, таможенные пошлины, налог на передачу, гербовый сбор, налога на капитал или любые другие подобные сборы и пошлины за оформление документов, не относящиеся к Нидерландам, не подлежат оплате Акционером в Нидерландах в отношении или в связи с подпиской на акции, выпуск, размещение, распределение или передачу Обыкновенных акций.

2. Обложение налогами Соединенного королевства

2.1 ***Общие положения***

Нижеизложенные комментарии не являются юридическими или налоговыми консультациями и предназначены дать только общее представление о некоторых факторах обложения налогами Соединенного королевства в свете действующего налогового законодательства Соединенного королевства и публикаций о практике Управления Ее Величества по налогам и таможенным сборам на дату настоящего Проспекта (оба эти источника могут в любое время претерпеть изменения, которые могут иметь обратную силу) и не претендуют на полный анализ всех возможных последствий, которые может иметь держание Обыкновенных акций в плане налогов Соединенного королевства. Эти комментарии относятся только к некоторым выборочным аспектам режима обложения Акционеров налогами Соединенного королевства и применимы только к дивидендам и распоряжение акциями в компании – налоговом резиденте Нидерландов, и тем Акционерам, которые являются резидентами и, если речь идет о физических лицах, имеют постоянное местожительство в Соединенном королевстве для целей налогообложения Соединенного королевства (за исключением той степени, в которой делается недвусмысленная ссылка на режим, применяемый к нерезидентам Соединенного королевства), являются абсолютными бенефициарными владельцами Обыкновенных акций и любых дивидендов, выплачиваемых в их отношении, владеют своими Обыкновенными акциями в качестве инвестиций (иначе, нежели посредством Индивидуального сберегательного счета или Индивидуальной пенсии с самостоятельным инвестированием), а не в качестве ценных бумаг, предназначенных к реализации в ходе торговых операций, и которые прямо или косвенно не контролируют совместно со связанными или ассоциированными лицами больше 10% прав голоса или акционерного капитала в Компании. Эти комментарии не могут применяться к некоторым классам инвесторов, таким как дилеры по ценным бумагам, страховые компании и схемы коллективного инвестирования, Акционеры, освобожденные от налогообложения, и Акционеры, которые получили (или считаются получившими) свои Обыкновенные акции благодаря занимаемой должности или статусу работника. Такие лица могут подлежать специальному регулированию. Следующее обобщение основано на предположении, что Компания является резидентом только в Нидерландах для целей налогообложения.

Любому лицу, которое имеет сомнения в отношении своего налогового статуса и облагается налогами в юрисдикции, иной, чем Соединенное королевство, настоятельно рекомендуется проконсультироваться со своим профессиональным консультантом.

2.2 ***Налогообложение дивидендов***

(a) *Подоходный налог Великобритании*

Компания не обязана удерживать налог, применяемый Великобританией при выплате дивидендов (однако см. комментарии в пункте 1.2.1 настоящей Части 16 относительно голландского подоходного налога). Обязательство по оплате налога на дивиденды Великобритании будет зависеть от индивидуальных обстоятельств Акционера.

(b) *Налоговая льгота для голландского подоходного налога*

Внимание Акционеров было обращено на заявления относительно голландского подоходного налога, которые содержатся в пункте 1.2.1, Часть 16. Если Акционер получает дивиденды по Обыкновенным акциям, и дивиденд выплачивается при условии обложения голландским подоходным налогом, то налоговая льгота по такому голландскому подоходному налогу может быть доступна для зачета в отношении обязательства по оплате корпоративного подоходного налога или налога на дивиденды Великобритании. Сумма такой налоговой льготы обычно равна наименьшей из сумм, подлежащих удержанию, и обязательству по оплате налога на дивиденды Великобритании. Такая налоговая льгота обычно не доступна для зачета по обязательству Акционера относительно других налогов Соединенного Королевства, за исключением налога на дивиденды и в тех случаях, когда такая налоговая льгота не берется в зачет налога на дивиденды Великобритании, то возможность применения такой налоговой льготы будет потеряна. Налоговая льгота не будет доступна в тех случаях, когда голландский подоходный налог может быть сведен к минимуму или погашен путем принятия обоснованных мер во избежание двойного налогообложения или согласно положениям законодательства Нидерландов (см. раздел 1.2, часть 16).

(c) *Акционеры-резиденты Соединенного королевства*

Акционер-физическое лицо, которое является резидентом для целей обложения налогами в Соединенном королевстве и которое получает дивиденд от Компании, будет в большинстве случаев иметь право на налоговую льготу, равную одной девятой суммы дивиденда (до вычета голландского подоходного налога, если такой имеется), что эквивалентно 10% совокупности полученного дивиденда и налоговой льготы («валовый дивиденд»), и будет облагаться подоходным налогом на валовый дивиденд. Акционер-физическое лицо, которое является резидентом Соединенного королевства, облагаемое подоходным налогом по ставке или ставкам, не превышающим базовую ставку, будет подлежать налогу на валовый дивиденд по ставке 10%, поэтому налоговая льгота полностью покроет обязательство такого Акционера по уплате подоходного налога. В тех случаях, когда налоговая льгота превышает налоговое обязательство Акционера, Акционер не может требовать возмещения налоговой льготы от Управления Ее Величества по налогам и таможенным сборам.

Акционер-физическое лицо, которое является резидентом Соединенного королевства, облагаемое подоходным налогом по более высокой ставке, будет подлежать налогу на валовый дивиденд по ставке 32,5% в той степени, в которой такая сумма, если она считается верхним «срезом» дохода такого Акционера, выше пороговой величины для подоходного налога, взимаемого по повышенной ставке, но ниже пороговой величины для дополнительной ставки подоходного налога. После принятия в расчет такой 10% налоговой льготы плательщик налога по повышенной ставке будет, таким образом, подлежать

дополнительному подоходному налогу по ставке 22,5% от валового дивиденда, что равно 25% дивиденда (без вычета любых голландских подоходных налогов), в той степени, в которой валовый дивиденд не превышает пороговую величину для дополнительной ставки (при условии зачета голландского подоходного налога (если имеется), о котором велась речь выше, может быть доступно для зачета по отношению к обязательствам по налогу в Великобритании).

Если и в той степени, в которой валовый дивиденд будет получен Акционером-физическим лицом, которое является резидентом Соединенного королевства, подлежащим подоходному налогу по дополнительной ставке (которая применяется к облагаемому доходу из источников, не являющихся сбережениями, и от накопления сбережений, превышающему 150 000 фунтов стерлингов), такое физическое лицо будет подлежать налогу на валовый дивиденд по применяемой к дивидендам дополнительной ставке в 37,5%, в той степени, в которой валовый дивиденд превышает пороговую величину для дополнительной ставки, если считается верхним «срезом» дохода Акционера. Таким же образом, как и в отношении Акционера, подлежащего подоходному налогу по повышенной ставке, 10% налоговая льгота может быть зачтена в счет части его обязательства. В таком случае Акционер будет должен отчитаться за налог, равный 27,5% валового дивиденда, или приблизительно 30,6% дивиденда (без вычета любых голландских налогов, удерживаемых у источника выплаты), в той степени, в которой валовый дивиденд не превышает пороговую величину для дополнительной ставки (при условии зачета голландского налога, удержанного у источника (если имеется), о котором велась речь выше, может быть доступно для зачета по отношению к обязательствам по налогу в Великобритании).

Такой индивидуальный акционер – резидент Великобритании может быть наделен правом на льготы по подоходным налогам в Нидерландах по любым дивидендам, полученным от Компании.

(d) Корпоративные акционеры в Великобритании

Акционеры-юридические лица, являющиеся резидентами Соединенного королевства, подпадающие под обложение налогом Соединенного королевства на прибыль юридических лиц, будут подлежать налогу, взимаемому Соединенным королевством с прибыли юридических лиц, в отношении дивидендов, уплаченных по Обыкновенным акциям Компанией (по ныне действующей ставке 23% за 2014/2015 финансовый год с сокращением до 20% за 2015/2016 финансовый год), за исключением случая, когда (при условии соблюдения специальных правил для тех Акционеров, которые являются малыми компаниями) дивиденды подпадают под категорию освобожденных и соблюдаются некоторые другие критерии, в таком случае налог Соединенного королевства на прибыль юридических лиц с дивидендов не взимается. Вероятно, дивиденды, выплачиваемые по Обыкновенным акциям Акционерам-юридическим лицам, которые являются резидентами Соединенного королевства, будут в большинстве случаев относится к одной или нескольким категориям дивиденда, приемлемым для освобождения от налога Соединенного королевства на прибыль юридических лиц, хотя следует учесть, что освобождения не являются всеобъемлющими и также требуют соблюдения правил, направленных против уклонения от налогов.

Акционеры, подпадающие под обложение налогом Соединенного королевства на прибыль юридических лиц, имеют возможность выбрать для себя неприменение освобождения с тем, чтобы дивиденд облагался налогом. При

таких обстоятельствах, такой корпоративный Акционер может заявить о праве на льготы по любым удержанным у источника выплаты налогам, заплаченным в Нидерландах, по любым дивидендам, полученным от Компании.

2.3 ***Взимание налогов с облагаемого дохода***

(a) *Акционеры-резиденты Соединенного королевства*

Распоряжение или презюмируемое распоряжение Обыкновенными акциями Акционером, являющимся резидентом в Соединенном королевстве для целей обложения налогами Соединенного королевства за соответствующий отчетный период (когда речь идет об Акционере-юридическом лице) или в любое время в соответствующем налоговом году (когда речь идет об Акционере-физическом лице), может иметь результатом образование облагаемого дохода или предельного убытка, принимаемого при обложении, для целей взимания налогов Соединенного королевства с облагаемого дохода в зависимости от обстоятельств Акционера и с учетом любого доступного налогового освобождения или скидки.

Акционеру-юридическому лицу, являющемуся резидентом Соединенного королевства, подпадающему под обложение налогом Соединенного королевства на прибыль юридических лиц, может быть доступна налоговая скидка в счет индексации доходов для уменьшения суммы облагаемого дохода, реализованного при последующем распоряжении, но не для создания или увеличения предельного убытка, принимаемого при обложении.

Когда речь идет об Акционере-физическом лице, скидка в счет индексации доходов не действует, и с облагаемых доходов в большинстве случаев взимается налог Соединенного королевства на доход от прироста капитала по применимой ставке (в настоящее время либо 18%, либо 28% в зависимости от обстоятельств физического лица). Акционер-физическое лицо, в настоящее время имеет право на годовую скидку, освобождающую от обложения налогом Соединенного королевства облагаемого дохода на сумму не более 11000 фунтов стерлингов в 2014/2015 налоговом году.

(b) *Акционеры-нерезиденты Соединенного королевства*

Акционер, не являющийся резидентом Соединенного королевства для целей обложения налогами Соединенного королевства, в большинстве случаев облагается налогом Соединенного королевства на доход от прироста капитала в отношении распоряжения или презюмируемого распоряжения Обыкновенными акциями, за исключением случая, когда он осуществляет торговые операции в Соединенном королевстве через постоянное представительство в Соединенном королевстве, к которому относятся Обыкновенные акции (когда речь идет об Акционере-юридическом лице), или занимается торговой, профессиональной или специализированной деятельностью в Соединенном королевстве через филиал или отделение в Соединенном королевстве, к которому относятся Обыкновенные акции (когда речь идет об Акционере-физическом лице).

Акционер, который является физическим лицом и приобрел Обыкновенные акции будучи резидентом в Соединенном королевстве для целей обложения налогами Соединенного королевства, прекративший быть таковым меньше чем на пять лет подряд и распоряжающийся всеми или частью его Обыкновенных акций в течение такого периода времени (т.е. периода временного пребывания в качестве нерезидента Соединенного королевства), может по возвращении в Соединенное королевство подлежать налогу Соединенного королевства на облагаемые доходы (с учетом любого доступного освобождения или сидки).

Акционерам, имеющим сомнения в отношении их налогового статуса, следует проконсультироваться со своими налоговыми консультантами.

2.4 ***Гербовый сбор и гербовый сбор со сделок с бездокументарными ценными бумагами («ГССБЦ»)***

Заявления ниже кратко описывают нынешнее положение и имеют целью дать только общее представление в отношении гербового сбора и ГССБЦ Соединенного королевства. Специальные правила применяются, например, к соглашениям, заключенным фирмами, выполняющими функции брокера и дилера, и первичными дилерами в обычном ходе их деятельности, и к некоторым категориям лиц (таким как некоторые лица, оказывающие клиринговые слуги или выпускающие депозитарные расписки), которые могут быть обязанными платить гербовый сбор или ГССБЦ по более высокой ставке или которые, даже не неся основную ответственность за ГССБЦ, могут быть обязаны подать о нем уведомление и отчитаться за него. Инвесторам настоятельно рекомендуется проконсультироваться со своими профессиональными консультантами.

(a) *Общие положения*

Выпуск Обыкновенных акций Компанией непосредственно в адрес лиц, приобретающих Обыкновенные акции, и допуск Обыкновенных акций к торговле в Официальном котировальном списке не будут облагаться любым гербовым сбором или ГССБЦ.

Гербовый сбор по ставке 0,5% (округленный до ближайшего числа, кратного 5 фунтам стерлингов) от суммы или стоимости предоставленного встречного удовлетворения обычно подлежит уплате в отношении документа передачи Обыкновенных акций. Освобождение от гербового сбора с документа передачи Обыкновенных акций доступно в том случае, если сумма или стоимость встречного удовлетворения составляет 1 000 фунтов стерлингов или меньше, и на документе делается удостоверительная надпись о том, что сделка, совершенная этим документом, не составляет часть более крупной сделки или ряда сделок, совокупное встречное удовлетворение в которых превышает 1 000 фунтов стерлингов.

Ответственность за уплату ГССБЦ также возникает в отношении безусловного согласия передать Обыкновенные акции (по ставке 0,5% от суммы или стоимости подлежащего уплате встречного удовлетворения). Однако, если в течение шести лет после даты, в которую соглашение становится безусловным, будет подписан документ о передаче в соответствии с соглашением и будет уплачен гербовый сбор по такому документу, любой ГССБЦ, который уже уплачен, будет возмещен (обычно, но не во всех случаях с процентами), при условии, что подано заявление на возмещение, и любое непогашенное обязательство по ГССБЦ будет аннулировано.

Передачи некоторым категориям получателей не облагаются гербовым сбором или ГССБЦ, тогда как передачи другим категориям, например, некоторым лицам, предоставляющим клиринговые услуги или выпускающим депозитарные расписки, могут подлежать таким сборам по повышенным ставкам. В тех случаях, когда Обыкновенные акции выпускаются в адрес или передаются организации, которая организует обслуживание депозитарных расписок или клиринга, следует обратиться за консультациями к специалисту.

Обязанность по уплате гербового сбора или ГССБЦ в большинстве случаев выполняет покупатель или получатель передачи.

(b) *CREST*

Бездокументарные передачи Обыкновенных акций в системе CREST обычно подлежат ГССБЦ (а не гербовому сбору) по ставке 0,5% от суммы или стоимости подлежащего уплате встречного удовлетворения. ГССБЦ по соответствующим сделкам обычно уплачивается в систем CREST, собирается и учитывается Euroclear. Депонирование акций в CREST в большинстве случаев не подлежит ГССБЦ или гербовому сбору, за исключением случая, когда передача в CREST сама осуществляется за встречное удовлетворение в денежной форме или в форме денежного эквивалента.

3. Обложение федеральным подоходным налогом США

3.1 *Введение*

Ниже описаны основные последствия федерального подоходного налога США, которые могут быть значимыми в отношении приобретения, владения и распоряжения Обыкновенными акциями Держателем, зарегистрированным в США (в значении, определенном ниже). В этом описании рассматриваются факторы обложения подоходным федеральным налогом США, касающиеся только тех держателей, которые покупают Обыкновенные акции в рамках международного предложения за наличный расчет и которые будут держать их в качестве основных средств. В этом описании не рассматриваются налоговые факторы, применимые к держателям, на которых могут распространяться специальные налоговые нормы, включая:

(i) банки, финансовые учреждения или страховые компании;

(ii) инвестиционные трасты недвижимости, регулируемые инвестиционные компании или трасты, условия которого могут быть изменены учредителем или другим лицом;

(iii) дилеров или трейдеров по купле-продаже ценных бумаг, товаров или валют;

(iv) юридических лиц, освобожденных от налогов;

(v) лиц, получивших Обыкновенные акции в виде компенсации за оказание услуг;

(vi) лиц, которые будут владеть Обыкновенными акциями в рамках сделки «хеджирования,» «конверсии» или презюмированной продажи или в качестве позиции по принципу «стрэддл» для целей федерального подоходного налога США;

(vii) некоторых бывших граждан или резидентов Соединенных Штатов;

(viii) лиц с «функциональной валютой», иной, чем доллар США; или

(ix) держателей, которые владеют или считаются владеющими 10% или большим процентом прав голоса или стоимости Обыкновенных акций.

Кроме того, в настоящем описании не рассматриваются последствия приобретения, владения и распоряжения Обыкновенными акциями в плане федеральных налогов США на недвижимость, на дарение или альтернативного минимального налога.

Настоящее описание составлено на основе Кодекса внутренних доходов, Сборника постановлений министерства финансов США и их толкований судебными и административными органами, которые, в каждом случае, являются действующими и доступны в дату настоящего Проспекта.

Все вышеперечисленное может подвергнуться изменениям, которым может быть придана обратная сила и которые могут повлиять на налоговые последствия, описанные ниже.

Для целей настоящего описания «**Держатель, зарегистрированный в США**» -- это бенефициарный владелец Обыкновенных акций, который для целей федерального подоходного налога США является:

(i) гражданином или физическим лицом-резидентом Соединенных Штатов;

(ii) корпорацией (или другим юридическим лицом, которое считается корпорацией для целей федерального подоходного налога США), созданной или учрежденной на территории или в соответствии с законодательством Соединенных Штатов или любого из их штатов, включая округ Колумбия;

(iii) владельцем собственности, доход от которой подлежит обложению федеральным подоходным налогом США вне зависимости от его источника; или

(iv) трастом, если такой траст на законных основаниях выбрал для себя режим лица, зарегистрированного в США, для целей федерального подоходного налога США или если (1) суд, находящийся в пределах США, способен осуществлять первичный надзор за его управлением и (2) одно или несколько лиц, зарегистрированных в США, уполномочены контролировать все существенные решения такого траста.

Если товарищество (или любое другое юридическое лицо, которое считается корпорацией для целей федерального подоходного налога США) держит Обыкновенные акции, налоговый режим товарищества и партнера в таком товариществе будет зависеть главным образом от статуса партнера и деятельности товарищества. Такой партнер или товарищество должно проконсультироваться со своим налоговым консультантом в отношении последствий федерального подоходного налога США, которые влечет приобретение, держание, погашение или иное распоряжение Обыкновенными акциями.

Вам следует проконсультироваться со своим налоговым консультантом в отношении того, какие последствия вызывает приобретение, владение или иное распоряжение Обыкновенными акциями в плане налогов, взимаемых федеральными, местными властями, властями штатов США и в других странах.

ЦИРКУЛЯР 230 МИНИСТЕРСТВА ФИНАНСОВ США

В СООТВЕТСТВИИ С ЦИРКУЛЯРОМ 230 МИНИСТЕРСТВА ФИНАНСОВ США, КОМПАНИЯ НАСТОЯЩИМ СООБЩАЕТ ДЕРЖАТЕЛЯМ, ЧТО СОДЕРЖАЩЕЕСЯ В НАСТОЯЩЕМ ПРОСПЕКТЕ ОПИСАНИЕ ВОПРОСОВ ОБЛОЖЕНИЯ ФЕДЕРАЛЬНЫМИ НАЛОГАМИ США НЕ ИМЕЕТ ЦЕЛЬЮ И НЕ ПРИВОДИТСЯ В НЕМ В ПИСЬМЕННОМ ВИДЕ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ И НЕ МОЖЕТ ИСПОЛЬЗОВАТЬСЯ ЛЮБЫМ НАЛОГОПЛАТЕЛЬЩИКОМ ДЛЯ ЦЕЛИ ИЗБЕЖАНИЯ ЛЮБЫХ ШТРАФОВ, КОТОРЫЕ МОГУТ НАЛАГАТЬСЯ НА НАЛОГОПЛАТЕЛЬЩИКА СОГЛАСНО КОДЕКСУ ВНУТРЕННИХ ДОХОДОВ США. ТАКОЕ ОПИСАНИЕ БЫЛО ПРИВЕДЕНО В ПИСЬМЕННОЙ ФОРМЕ ДЛЯ СОДЕЙСТВИЯ ПРОДВИЖЕНИЮ НА РЫНКЕ ИЛИ ПРОДАЖЕ ОБЫКНОВЕННЫХ АКЦИЙ. КАЖДЫЙ НАЛОГОПЛАТЕЛЬЩИК ДОЛЖЕН ОБРАТИТЬСЯ К НЕЗАВИСИМОМУ НАЛОГОВОМУ КОНСУЛЬТАНТУ ЗА КОНСУЛЬТАЦИЯМИ С УЧЕТОМ СВОИХ ЛИЧНЫХ ОБСТОЯТЕЛЬСТВ.

3.2 ***Распределения по Обыкновенным акциям***

В той степени, в которой иное не указано в пункте «*—факторы налогообложения пассивной иностранной инвестиционной компании*», валовая сумма любого распределения деньгами или имуществом (кроме некоторых распределений, если таковые будут иметь место, Обыкновенных акций Компании, распределяемых *пропорционально* всем акционерам Компании) в отношении Обыкновенных акций будет включена в доход Держателя, зарегистрированного в США, как дивидендный доход из иностранного источника в той мере, в которой сумма таких распределений выплачивается за счет текущих начисленных доходов и прибылей Компании, определенных в соответствии с принципами обложения федеральным подоходным налогом США. За исключением случаев, когда иное указано в пункте «*—факторы налогообложения пассивной иностранной инвестиционной компании*», в той степени, в которой сумма любого распределения Компании превышает текущие начисленные доходы и прибыли, определенные в соответствии с принципами обложения федеральным подоходным налогом США, она рассматриваться в первую очередь как необлагаемый возврат скорректированной налоговой базы Держателя, зарегистрированного в США, в его Обыкновенных акциях, а затем -- как доход от прироста капитала. Компания не ведет подсчет своих доходов и прибылей в соответствии с принципами обложения федеральным подоходным налогом США. Поэтому Держателям, зарегистрированным в США, следует исходить из того, что любое распределение, осуществленное Компанией (кроме, как указано выше, распределения акций), будет считаться дивидендом для целей федерального подоходного налога США.

В той степени, в которой иное не указано в пункте «*—факторы налогообложения пассивной иностранной инвестиционной компании*», Держатель, зарегистрированный в США, не являющийся юридическим лицом, может быть приемлемым для обложения по более низким ставкам в отношении дивидендов по Обыкновенным акциям, применимым к доходам от прироста долгосрочных капитальных вложений (*т.е.* доходы от продажи капитальных активов, находившихся во владении больше одного года), при условии соблюдения некоторых критериев, включая определенные требования к сроку владения и отсутствие некоторых сделок, снижающих риски. Такая сниженная ставка не применяется, если Компания является ПИИК (в значении, определенном ниже) в течение налогового года, в котором Компания выплачивает дивиденд, и была ПИИК в течение предыдущего налогового года. Дивиденды, не будут приемлемыми в качестве дивидендов, получивших вычет, который в большинстве случае предоставляется Держателям, зарегистрированным в США, являющимся юридическим лицом.

Если вы являетесь Держателем, зарегистрированным в США, сумма любого денежного дивиденда, выплаченного вам в валюте, иной, чем доллары США («**Неамериканская валюта**«), будет включена в ваш валовый доход в размере, равном стоимости в долларах США полученной Неамериканской валюты, рассчитанной по обменному курсу, действовавшему в дату вашего фактического и презюмируемого получения дивиденда, вне зависимости от того, была ли выплата в Неамериканской валюте фактически конвертирована в доллары США в то время. Если Неамериканская валюта, полученная в виде дивиденда, будет конвертирована в доллары США в дату получения, вы в большинстве случаев не будете должны учитывать курсовой доход или убыток в отношении такого дивиденда. Если Неамериканская валюта, полученная в виде дивиденда, не будет конвертирована в доллары США в дату получения, у вас возникнет налоговая база в Неамериканской валюте, равная стоимости в долларах США в дату получения. Любой курсовой доход или убыток, реализованный при последующей конверсии или другом распоряжении Неамериканской валютой, будет считаться обыкновенным доходом или убытком из источника в США. Суммой любого

распределения имущества в неденежной форме будет справедливая рыночная стоимость такого имущества в дату распределения.

Сумма дивиденда по Обыкновенным акциям будет включать любые суммы, которые Компания удерживает в отношении налогов Соединенного королевства. При условии соблюдения применимых ограничений, некоторые из которых меняются в зависимости от обстоятельств Держателя, зарегистрированного в США, подоходные налоги Соединенного королевства, удержанные из дивидендов по Обыкновенным акциям, будут приемлемыми к зачету в счет обязательства Держателя, зарегистрированного в США, по федеральному подоходному налогу США. Правила, регулирующие зачеты иностранных налогов, являются сложными, и Держателям, зарегистрированным в США, следует проконсультироваться с их налоговыми консультантами в отношении приемлемости иностранных налогов к зачету, исходя из их конкретных обстоятельств. Вместо подачи заявки на зачет иностранного налога, Держатель, зарегистрированный в США, может по своему усмотрению вычесть иностранные налоги, включая любой налог Соединенного королевства, удержанный из дивидендов по Обыкновенным акциям, при расчете своего налогооблагаемого дохода при условии соблюдения общеприменимых ограничений согласно законодательству о федеральном подоходном налоге США. Выбор вычета иностранных налогов вместо требования зачета иностранных налогов применяется ко всем налогам, которые уплачиваются или начисляются в налоговом году, в отношении всех иностранных государств и владений США.

3.3 ***Продажа или обмен Обыкновенных акций***

В той степени, в которой иное не указано в пункте «*—факторы налогообложения пассивной иностранной инвестиционной компании*», Держатель, зарегистрированный в США, в большинстве случаев будет отражать доход или убыток от продажи или обмена Обыкновенных акций как равный разнице между суммой, реализованной при такой продаже или обмене, и его скорректированной налоговой базой в таких Обыкновенных акциях. Таким доходом или убытком обычно будет капитальный доход или убыток. Такой капитальный доход или убыток будет долгосрочным, если держатель держит Обыкновенные акции дольше одного года. В отношении Держателя, зарегистрированного в США, не являющегося юридическим лицом, ставка подходного налога США, применимая к чистому приросту долгосрочного капитала, в настоящее время не превышает 20%. На приемлемость капитального убытка к вычету распространяются значительные ограничения.

Первоначальной налоговой базой Держателя, зарегистрированного в США, в Обыкновенных акциях будет величина покупной цены, выраженной в Неамериканской валюте, определенная в долларах США в дату покупки. Если Обыкновенные акции считаются участвующими в торговле на «сформировавшемся рынке ценных бумаг,» Держатель, зарегистрированный в США, применяющий кассовый метод учета, или сделавший нижеуказанный выбор Держатель, зарегистрированный в США, применяющий учет по методу начисления, будет определять стоимость таких Обыкновенных акций в долларах США посредством пересчета суммы, уплаченной по спотовому валютному курсу в дату расчетов по покупке. Такой выбор Держателя, зарегистрированного в США, применяющего учет по методу начисления, должен применяться последовательно из года в год и не может быть отозван без согласия Службы внутренних доходов. Если Держатель, зарегистрированный в США, конвертирует доллары США в Неамериканскую валюту и тут же использует такую валюту на покупку Обыкновенных акций, такая конвертация в большинстве случаев не будет иметь результатом налогооблагаемый доход или убыток.

В отношении продажи или обмена Обыкновенных акций реализованной суммой будет в большинстве случаев величина полученного платежа, определенная в долларах США

(1) в дату получения платежа в случае Держателя, зарегистрированного в США, применяющего кассовый метод учета, и (2) дату распоряжения в случае Держателя, зарегистрированного в США, применяющего учет по методу начисления. Если Обыкновенные акции считаются участвующими в торговле на «сформировавшемся рынке ценных бумаг,» налогоплательщик, применяющий кассовый метод учета, или сделавший нижеуказанный выбор налогоплательщик, применяющий учет по методу начисления, будет определять величину реализованной суммы в долларах США посредством пересчета суммы, полученной по спотовому валютному курсу в дату расчетов по продаже.

Если налогом Соединенного королевства облагается продажа или другое распоряжение Обыкновенными акциями, то сумма, реализованная Держателем, зарегистрированным в США, будет включать валовую сумму поступлений от продажи или другого распоряжения до вычета любого налога Соединенного королевства. Так как доход Держателя, зарегистрированного в США, от продажи или другого распоряжения Обыкновенными акциями будет в большинстве случаев доходом из источника в США и Держатель, зарегистрированный в США, может использовать зачеты иностранных налогов для зачета обязательства по федеральному подоходному налогу США только в части, относимой к доходу из иностранного источника, у Держателя, зарегистрированного в США, может не быть возможности потребовать зачета в счет иностранного налога в отношении любого налога Соединенного королевства на доходы. Вместо подачи заявки на зачет иностранного налога, Держатели, зарегистрированные в США, могут по своему усмотрению вычесть иностранные налоги, включая любой налог Соединенного королевства, при расчете своего налогооблагаемого дохода при условии соблюдения общепринятых ограничений по законодательству США. Держателям следует проконсультироваться с их налоговыми консультантами о том, может ли какой-либо налог Соединенного королевства на доходы быть приемлемым для зачета в счет взимаемого с Держателя, зарегистрированного в США, федерального подоходного налога США на доход из иностранного источника, полученный из других источников.

3.4 *Факторы налогообложения пассивной иностранной инвестиционной компании*

Корпорация, не зарегистрированная в США в качестве юридического лица, будет отнесена к категории «пассивной иностранной инвестиционной компании « («**ПИИК**») для целей федерального подоходного налога США в любом налоговом году, в котором, после применения определенных правил налогового режима «просмотра» («look-through»), либо:

(i) не меньше 75% ее валового дохода являются «пассивным доходом» («**Критерий валового дохода**»); либо

(ii) не меньше 50% средней величины ее валовой суммы активов относятся на активы, которые создают «пассивный доход» или находятся в держании для создания пассивного дохода.

Пассивный доход для этой цели обычно включает дивиденды, проценты, роялти, арендную плату и некоторые доходы от товаров (кроме товаров, проданных в активных торговых операциях или коммерческой деятельности) и сделок с ценными бумагами.

Правила ПИИК не указывают, каким образом «валовый доход» должен определяться для целей применения Критерия валового дохода. Служба внутренних доходов издала, однако, информационное письмо в ответ на запрос налогоплательщика («**Информационное письмо**»), в котором отстаивает подход, согласно которому валовый доход ПИИК должен определяться в соответствии с положениями Кодекса, которые применяются для определения валового дохода иностранной корпорации. Согласно этим правилам, «валовый доход» производственного предприятия означает

совокупные продажи минус стоимость проданных товаров плюс любой доход от инвестиций и от побочных или сторонних операций или источников. В Информационном письме также высказывается мнение, что компания, чей пассивный доход не превысил сумму (i) совокупных продаж за вычетом стоимости проданных товаров плюс (ii) доход от инвестиций и другой побочный доход, не будет считаться ПИИК согласно Критерию валового дохода. Хотя Информационное письмо может быть принято к сведению только налогоплательщиком, который за ним обратился, документы такого рода являются полезными, чтобы сориентироваться в отношении позиции Службы внутренних доходов по тому или иному вопросу.

Исходя из некоторых расчетов валового дохода и общей суммы активов Компании и характера ее хозяйственной деятельности, Компания полагает, что она не будет отнесена к категории ПИИК в 2014 г. Компания также не предполагает быть ПИИК в обозримом будущем, при условии, что больше 25% валового дохода Компании не будет являться пассивным доходом. Никакое информационное письмо не будет запрашиваться в Службе внутренних доходов для подтверждения того, что Компания не относится к категории ПИИК, и невозможно заверить, что Служба внутренних доходов или суды согласятся с такой классификацией. Более того, поскольку наличие статуса ПИИК у иностранной корпорации зависит от состава ее дохода и активов и рыночной стоимости ее активов (включая, кроме прочего, меньше 25% инвестиций в собственный капитал) в то или иное время, невозможно гарантировать, что Компания не будет отнесена к категории ПИИК в отношении любого налогового года.

В соответствии с некоторыми правилами классификации, если Компания будет ПИИК, Держатели, зарегистрированные в США, будут считаться владеющими пропорциональной частью дочерних компаний Компании, которые являются ПИИК (такие дочерние компании далее -- «**нижестоящие ПИИК**»), и будут подлежать федеральному подоходному налогу США в порядке, который рассматривается ниже, в отношении (1) распределения в адрес Компании по акциям нижестоящей ПИИК и (2) любого распоряжения Компанией акциями нижестоящей ПИИК, в обоих случаях так, как если бы держатель непосредственно держал Обыкновенные акции такой нижестоящей ПИИК.

Если юридическое лицо считается ПИИК за любой налоговый год, в котором Держатель, зарегистрированный в США, держит (или, как рассматривалось в предыдущем абзаце, считается держащим) свои акции, на держателя будут распространяться некоторые неблагоприятные последствия, связанные с применением специальных правил, регулирующих обложение федеральным подоходным налогом США. В общем плане, если Держатель, зарегистрированный в США, распоряжается акциями ПИИК (включая косвенное распоряжение или презюмируемое распоряжение акциями нижестоящей ПИИК), любой доход, учтенный или считающийся учтенным держателем, будет распределен пропорционально на период держания держателем Обыкновенных акций. Суммы, отнесенные к налоговому году, в котором состоялось распоряжение, и к годам, предшествовавшим тому, в котором юридическое лицо стало ПИИК, если таковые существуют, будут облагаться как обычный доход. Сумма, отнесенная к каждому другому налоговому году будет облагаться налогом по повышенной ставке, действующей для такого налогового года в отношении физических или юридических лиц, в зависимости от ситуации, и проценты будут начислены на налог, относимый к таким отнесенным суммам. Кроме того, любое распределение в отношении таких акций ПИИК (или распределения нижестоящей ПИИК ее акционерам, которое считается полученным Держателем, зарегистрированным в США), превышающее 125% средних годовых распределений по таким акциям, которые получены или считаются полученными в течение предыдущих трех лет или периода держания держателем, в зависимости от того, который из них короче, будет подлежать обложению в порядке, описанном выше.

Если Компания классифицируется как ПИИК, Держатель, зарегистрированный в США, может иметь возможность избежать применения правил, описанных выше, посредством выбора переоценки по рынку при условии, что Обыкновенные акции считаются регулярно участвующими в торговле на приемлемой бирже или другом рынке по смыслу применимых постановлений Сборника постановлений министерства финансов США. Держателям, зарегистрированным в США, следует проконсультироваться со своими налоговыми консультантами в отношении возможной доступности и последствий выбора переоценки по рынку. Компания не планирует предоставлять информацию, чтобы дать возможность Держателям, зарегистрированным в США, выбрать для себя режим «компании сквозного налогообложения», который в ином случае мог бы позволить Держателю, зарегистрированному в США, избежать применения правил в отношении ПИИК, описанных выше.

Если Держатель, зарегистрированный в США, владеет Обыкновенными акциями в течение любого года, в котором Компания является ПИИК, Держатель, зарегистрированный в США, в большинстве случаев должен будет подать на регистрацию форму IRS Form 8621 в отношении Компании, обычно вместе декларацией Держателя, зарегистрированного в США, по федеральному подоходному налогу за такой год.

Держателям, зарегистрированным в США, следует проконсультироваться со своими налоговыми консультантами по вопросу возможного применения правил в отношении ПИИК.

3.5 *Налог, удерживаемый «до выяснения обстоятельств», и требования о сообщении информации*

Налог, удерживаемый «до выяснения обстоятельств», и требования о сообщении информации могут применяться к некоторым выплатам определенным держателям Обыкновенных акций. Сообщение информации обычно применяется к выплатам дивидендов по Обыкновенным акциям и к поступлениям от их продажи или погашения, которые осуществляются в пределах Соединенных Штатов или зарегистрированным в США плательщиком или аналогичным посредником держателю Обыкновенных акций, за исключением освобожденного получателя (в том числе получателя платежа, который не является лицом, зарегистрированным в США, предоставляющего соответствующее удостоверение, и некоторых других лиц). Плательщик будет обязан удержать налог, удерживаемый «до выяснения обстоятельств», из любых выплат дивидендов по Обыкновенным акциям и поступлений от их продажи или погашения, которые осуществляются в пределах Соединенных Штатов или зарегистрированным в США плательщиком или аналогичным посредником держателю, за исключением освобожденного получателя, если такой держатель не предоставляет верный номер налогоплательщика или иначе не соблюдает требования о таком налоге, удерживаемом «до выяснения обстоятельств», или не доказывает наличие у него освобождения от их соблюдения. Ставка налога, удерживаемого «до выяснения обстоятельств»28%, в настоящее время составляет 28%.

Любые суммы, удержанные по правилам налога, удерживаемого «до выяснения обстоятельств», будет позволено использовать для возврата или зачета в счет вашего обязательства по уплате федерального подоходного налога США при условии предоставления необходимой информации в Службу внутренних доходов.

Некоторые физические лица-Держатели, зарегистрированные в США, обязаны сообщать информацию, относящуюся к участию в Обыкновенных акциях Компании, за некоторыми исключениями (к ним относится и исключение для Обыкновенных акций в держании на счетах, открытых в некоторых финансовых учреждениях). Держателям,

зарегистрированным в США, следует проконсультироваться со своими налоговыми консультантами о том, затронет ли и каким образом затронет новое законодательство по федеральному подоходному налогу их владение и распоряжение Обыкновенными акциями Компании.

3.6 ***Отчисление на медицинское страхование по программе «Медикэр»***

Некоторые физические лица-Держатели, зарегистрированные в США, владельцы собственности или трасты обязаны платить 3,8% налог в отношении, кроме прочего, дивидендов и прироста капитальной стоимости от продажи или другого распоряжения обыкновенными акциями.

4. Остров Мэн

Держатели Обыкновенных акций, являющиеся резидентами о. Мэн, будут, в зависимости от их личных обстоятельств, подлежать подоходному налогу о. Мэн на дивиденды, полученные от Компании. Держатели Обыкновенных акций, оформленные как налоговые резиденты за пределами о. Мэн, не будут нести никакого обязательства по подоходному налогу о. Мэн на дивиденды, полученные от Компании. На о. Мэн не существует налога на прирост капитальной стоимости, налога на наследство, гербового сбора или гербового сбора со сделок с бездокументарными ценными бумагами. Гонорар за оформление завещания может подлежать уплате в отношении имущества умершего держателя Обыкновенных акций, который является резидентом о. Мэн, на сумму не больше ныне установленного максимума в 7 500 фунтов стерлингов.

ЧАСТЬ 17
ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

1. Ответственные лица

1.1 Компания и Директора, имена и должностные обязанности которых приведены в пункте 1 Части 9 «*Директора, управляющие и корпоративное управление*», берут на себя ответственность за настоящий Проспект и объявляют, что ими были приняты все разумные меры по обеспечению того, чтобы информация, содержащаяся в настоящем Проспекте, по имеющимся у них сведениям, соответствовала фактам и не содержала упущений, способных оказать влияние на содержание.

1.2 Ryder Scott Company L.P. берет на себя ответственность за Отчет компетентного лица и его письмо, приведенные в Части 15 «*Отчет компетентного лица*». По сведению Ryder Scott Company L.P. (которая приняла все разумные меры для получения соответствующих подтверждений), информация, содержащаяся в данных документах, соответствует фактам и не содержит упущений, способных оказать влияние на содержание.

2. Учреждение и акционерный капитал

2.1 Компания была учреждена и зарегистрирована в Англии и Уэльсе как публичная компания, 3 октября 2013 года, в соответствии с Законом о компаниях, под названием Nostrum Oil plc с регистрационным номером 8717287. 24 апреля 2014 года наименование Компании было изменено на Nostrum Oil & Gas plc.

2.2 Основным законодательным актом, согласно которому Компания осуществляет свою деятельность, является Закон о компаниях.

2.3 Ответственность участников Компании является ограниченной. Зарегистрированный офис Компании и ее основное место деятельности находятся по адресу: Великобритания, Лондон, Гровнор Стрит 53-54, 4 этаж, телефон +44 203 445 0285. Вебсайт Компании находится по адресу www.nostrumoilandgas.com.

2.4 Обыкновенные акции будут выпущены в зарегистрированной форме, с кодом ISIN: GB00BGP6Q951. Распределение и выпуск Обыкновенных акций будут осуществляться в соответствии с Законом о компаниях.

2.5 Акционерный капитал Компании при регистрации составлял 50 002,00 фунтов стерлингов и был разделен на две обыкновенные акции номинальной стоимостью 1,00 фунт стерлингов каждая и 50 000 подлежащих выкупу привилегированных акций без права голоса номинальной стоимостью 1,00 фунт стерлингов каждая (далее – «**Подлежащие выкупу акции**»). Компания не имеет объявленного уставного капитала. Эти Обыкновенные акции были выпущены при регистрации на имя Nostrum Oil & Gas LP и NOGGL. Подлежащие выкупу акции были выпущены при регистрации на имя NOGGL. 29 ноября 2013 года NOGGL подписалась на дополнительные 360 000 Подлежащие выкупу акции, стоимостью 1 фунт стерлингов каждая. 19 мая 2014 года Nostrum Oil & Gas LP и Томас Хартнетт (доверенное лицо в его качестве как секретарь компании) подписались на 100 000 Обыкновенных акций. Две обыкновенные акции, стоимостью 1 фунт стерлингов каждая, были обменены и переквалифицированы как подписные акции (далее – «**Подписные акции**»), предоставляемые ими права будут ограничены, после того как Обыкновенные акции, относящиеся к Схеме, будут внесены в Официальный котировальный список и допущены к торгам на Основной торговой площадке Лондонской фондовой биржи. Ожидается, что 410 000 Подлежащих выкупу акций будут погашены после вступления в действие Схемы, и Подписные акции будут выкуплены Компанией по номинальной стоимости и аннулированы после вступления в действие Схемы.

2.6 В приведенной ниже таблице указаны выпущенные обыкновенные акции, составляющие акционерный капитал Компании по состоянию на дату настоящего Проспекта, по состоянию на 31 декабря 2013 года (что является датой последней аудированной финансовой информации, содержащейся в настоящем Проспекте) и по ожидаемому состоянию непосредственно после Допуска:

	31 декабря 2013		**На дату настоящего Проспекта**		**Допуск**	
	Количество Обыкновенных акций	**Акционерный капитал**	**Количество Обыкновенных акций**	**Акционерный капитал**	**Количество Обыкновенных акций**	**Акционерный капитал[(1)]**
Выпущенные Обыкновенные акции (полностью оплаченные).....	2	£2,00	100 000	£33 528,67	188 182 958	£63 095 238
Выпущенные подписные акции			2	£2.00		

(1) На основании ориентировочного обменного курса 1 фунт стерлингов равен 1.68 долл. США.

2.7 Немедленно после Допуска ожидается, что по меньшей мере 25% выпущенных Обыкновенных акций Компании будут находиться в публичном обращении (в соответствии с определением, приведенном в пункте 6.1.19 Правил листинга).

2.8 В результате ряда обычных и особых решений, соответствующим образом принятых акционерами на общем собрании Компании 19 мая 2014 года:

(a) после вступления в силу Схемы будет утвержден Устав, заменяющий и исключающий существующий устав Компании;

(b) будет создан новый класс обыкновенных акций, стоимостью 0,01 фунт стерлингов каждая;

(c) две первоначальные Обыкновенные акции номинальной стоимостью 1,00 фунт стерлингов каждая в акционерном капитале Компании, которые были выпущены и оплачены, обменены и квалифицированы как Подписные акции номинальной стоимостью 1,00 фунт стерлингов каждая, за которыми закреплены права и на которые распространяются положения, приведенные в Уставе;

(d) после вступления в силу Схемы капитал Компании будет уменьшен посредством аннулирования оплаченного капитала до размера эмиссионного дохода по каждой из выпущенных Обыкновенных акций на такой момент времени (при этом номинальная стоимость каждой из этих выпущенных Обыкновенных акций по-прежнему будет составлять 0,01 фунта стерлингов);

(e) помимо полномочий, приведенных в Пункте 2.8(f) ниже, Директора в общем порядке и безусловно уполномочены для целей статьи 551 Закона о компаниях осуществлять все правомочия Компании для распределения Обыкновенных акций с максимальной совокупной номинальной стоимостью не более 1 881 829,58 фунтов стерлингов применительно к Схеме, при условии, что срок действия таких правомочий должен истечь в наиболее раннюю из следующих дат: дата завершения годового общего собрания Компании в 2015 году или 30 июня 2015 года;

(f) с учетом Допуска и в дополнение к полномочиям, установленным в Пункте 2.8(e) выше, Директора в общем порядке и безусловно уполномочены для целей статьи 551 Закона о компаниях осуществлять все правомочия Компании по распределению новых акций Компании или предоставлению прав для подписки или обмена любых ценных бумаг на новые акции Компании:

(i) максимальной совокупной номинальной стоимостью не более 620 000,00 фунтов стерлингов (представляющих 62 000 000 Обыкновенных акций, что составляет менее одной трети выпущенного обыкновенного акционерного капитала Компании на момент Допуска); и

(ii) в дополнение к сумме, указанной в пункте (i) выше, совокупной номинальной стоимостью не более 1 240 000,00 (представляющих 124 000 000 Обыкновенных акций) в отношении распределения эмиссионных ценных бумаг (в значении статьи 560(1) Закона о компаниях) применительно к праву на приобретение дополнительных акций,

на срок действия, истекающий в наиболее раннюю из следующих дат: дата завершения годового общего собрания Компании в 2015 году или 30 июня 2015 года. Совокупная сумма, указанная в подпункте (ii), представляет собой менее двух третей выпущенного обыкновенного акционерного капитала Компании по состоянию на момент Допуска и соответствует положениям действующего руководства, выпущенного Ассоциацией британских страховщиков;

(g) в дополнение к полномочиям, приведенным в Пункте 2.8(h) ниже, Директора уполномочены, в соответствии со статьей 570 Закона о компаниях осуществлять распределение эмиссионных ценных бумаг (в значении статьи 560(1) Закона о компаниях) за наличные денежные средства, согласно полномочиям, предоставляемым пунктом 2.8(e) выше, как если бы статья 561 Закона о компаниях не применялась к распределению, при условии, что полномочия, предоставляемые таким решением, ограничены распределением не более чем 188 182 958 Обыкновенных акций применительно к Схеме, и такие полномочия должны истечь в наиболее раннюю из следующих дат: дата завершения годового общего собрания Компании в 2015 году или 30 июня 2015 года;

(h) с учетом Допуска и в дополнение к полномочиям, приведенным в пункте 2.8(g) выше, Директора уполномочены, в соответствии со статьей 570 Закона о компаниях, осуществлять распределение эмиссионных ценных бумаг (в значении статьи 560(1) Закона о компаниях) за наличные денежные средства:

(i) согласно полномочиям, предоставляемым пунктом 2.8(f)(i) выше, как если бы статья 561 Закона о компаниях не применялась к распределению, при условии, что полномочия, предоставляемые таким решением, ограничены:

(A) распределением эмиссионных ценных бумаг в связи с предложением преимущественной покупки; или

(B) распределением эмиссионных ценных бумаг иным образом, кроме как в связи с предложением преимущественной покупки, совокупной номинальной стоимостью не более 93 000,00 фунтов стерлингов (представляющих 9 300 000 Обыкновенные акции, что составляет менее 5% выпущенного обыкновенного

акционерного капитала Компании по состоянию на момент Допуска), и

(ii) согласно полномочиям, предоставляемым решением, указанным в Пункте 2.8(f)(ii) выше, как если бы статья 561 Закона о компаниях не применялась к распределению, при условии, что полномочия, предоставляемые таким решением, ограничены распределением эмиссионных ценных бумаг применительно к праву на приобретение дополнительных акций,

такие полномочия должны истечь в наиболее раннюю из следующих дат: дата завершения годового общего собрания Компании в 2015 году или 30 июня 2015 года;

(i) с учетом Допуска, Компания в общем и безусловно уполномочена осуществлять рыночное приобретение (в значении, приведенном в статье 693(4) Закона о компаниях) собственных акций, при соблюдении следующих положений:

(i) максимальное совокупное количество Обыкновенных акций, допущенных к приобретению, составляет 18 600 000 акций (что составляет менее 10% выпущенного обыкновенного акционерного капитала Компании по состоянию на момент Допуска);

(ii) минимальная цена (за вычетом расходов, причитающихся к уплате Компанией в связи с приобретением), которая может быть уплачена за Обыкновенную акцию, составляет сумму, равную ее номинальной стоимости;

(iii) максимальная цена (за вычетом расходов, причитающихся к уплате Компанией в связи с приобретением), которая может быть уплачена за каждую Обыкновенную акцию, приобретенную по таким полномочиям, составляет сумму, равную более наибольшему из следующего:

(A) 105% среднего значения промежуточных биржевых котировок Обыкновенных акций в соответствии с Ежедневным официальным списком Лондонской фондовой биржи за пять рабочих дней, непосредственно предшествовавших дате, в которую акция должна быть приобретена по договору; и

(B) наибольшее из следующего: цена последней независимой продажи Обыкновенной акции или самая высокая текущая независимая заявка на покупку Обыкновенной акции, согласно положениям статьи 5(1) Постановления Совета (ЕС) от 22 декабря 2003 года о применении Директивы о злоупотреблениях на рынке в отношении льгот по программам скупки собственных акций и стабилизации финансовых инструментов (№ 2273/2003);

(iv) такие полномочия должны истечь в самую раннюю из следующих дат: дата завершения годового общего собрания Компании в 2015 году или 30 июня 2015 года, если только такие полномочия не будут возобновлены до такого момента;

(j) с учетом Допуска, Компания уполномочена, в соответствии с Уставом, созывать общие собрания с уведомлением за 14 полных дней;

(k) при условии Допуска, утвержден план фантомного опциона в отношении доли, составляющей до 10% выпущенного акционерного капитала Компании по состоянию на дату Допуска; и

(l) утверждено приобретение Компанией Привилегированных акций у NOGGL по номинальной стоимости.

2.9 За исключением того, что указано в настоящей Части 17 «*Дополнительная информация*»:

(a) никакие акции или долговые обязательства Компании с момента регистрации не были выпущены, и не была достигнута договоренность о выпуске таковых, и не имеется предложений о выпуске таковых, оплаченных полностью или частично, как за наличные денежные средства, так и за встречное предоставление помимо наличных денежных средств, в адрес любого лица;

(b) никакие конвертируемые ценные бумаги, обратимые ценные бумаги или ценные бумаги с гарантиями не были выпущены Компанией;

(c) никакие Подлежащие выкупу акции или Подписные акции не будут вноситься в перечень или выставляться на торги на любой фондовой бирже;

(d) никакие комиссии, скидки, брокерские вознаграждения или другие особые условия не предоставлялись Компанией в связи с выпуском или продажей любых таких акций или долговых обязательств; и

(e) никакие акции или долговые обязательства Компании не находятся под опционом и не существует никаких условных или безусловных договоренностей по их выставлению на опцион.

2.10 Предполагается, что на момент Допуска совокупная рыночная стоимость Обыкновенных акций будет превышать 700 000 фунтов стерлингов.

3. Учредительный договор

В соответствии со статьей 8 Закона о компаниях, учредительный договор Компании представляет собой простое утверждение о том, что подписчики выражают желание учредить компанию и осуществить подписку в целом на две Обыкновенные акции. Согласно Закону о компаниях, если уставом компании не предусмотрено иное, цели компании не имеют ограничений. Цели Компании не ограничены ее Уставом.

4. Устав

Устав может быть предоставлен для ознакомления по адресу, указанному ниже в пункте 20 настоящей Части 17 «*Дополнительная информация*».

Устав Компании включает положения о нижеследующем:

4.1 Права по акциям

С учетом положений Закона о компаниях и без ущерба для любых прав, закрепленных за любыми существующими акциями или классами акций, любая акция может быть выпущена с такими правами и ограничениями, как это может определить Компания посредством обычного решения или, с учетом или при отсутствии такого определения, согласно решению Совета директоров.

С учетом положений Закона о компаниях и без ущерба для любых прав, закрепленных за любыми существующими акциями или классами акций, Совет директоров может выпускать акции, которые подлежат выкупу или должны подлежать выкупу по

усмотрению Компании или держателя. С учетом положений Устава и Закона о компаниях, все акции, составляющие на данный момент времени капитал Компании, находятся в распоряжении Совета директоров.

4.2 **Право голоса**

С учетом любых прав и ограничений, закрепленных за какими-либо акциями, и любых прав и ограничений, указанных в уведомлении о проведении собрания, при открытом голосовании каждый участник, присутствующий лично, должен обладать одним голосом, и при закрытом голосовании каждый участник, присутствующий лично или по доверенности, должен обладать одним голосом за каждую акцию, держателем которой он является.

Никакой участник не должен обладать правом голоса на любом общем собрании Компании до тех пор пока им не будут выплачены все денежные средства, причитающиеся к уплате с его стороны в отношении Обыкновенных акций Компании.

Если в любой момент времени Советом директоров будет установлено, что какому-либо участнику или какому-либо другому лицу, проявляющему заинтересованность в Обыкновенных акциях, держателем которых является такой участник, было соответствующим образом направлено уведомление по статье 793 Закона о компаниях, и в установленный период с его стороны не была предоставлена Компании информация, затребованная в таком уведомлении, или если в соответствии с таким уведомлением им было сделано заявление, являющееся ложным или несоответствующим истине в существенных деталях, Совет директоров имеет право, на свое единоличное усмотрение, в любой момент после направления уведомления такому участнику, постановить, что в отношении Обыкновенных акций, в связи с которыми имело место нарушение, участник не должен иметь право присутствовать или голосовать, как лично, так и по доверенности, на общем собрании или на отдельном собрании держателей такого класса акций, или на закрытом голосовании.

4.3 **Дивиденды и другие распределения**

С учетом положений Закона о компаниях, Компания может обычным решением объявить о выплате дивидендов согласно соответствующим правам участников, *при условии, что* никакие дивиденды не должны превышать сумму, рекомендованную Советом директоров. Если иное не предусмотрено правами, закрепленными за акциями, все дивиденды должны объявляться и выплачиваться в соответствии с суммами, оплаченными по акциям, по которым выплачиваются дивиденды, но никакая сумма, уплаченная по акции до требования не должна рассматриваться для таких целей как уплаченная по акции.

С учетом положений Закона о компаниях, Совет директоров может выплачивать промежуточные дивиденды, если Советом директоров будет установлено, что прибыли Компании, доступные для распределения, допускают такую выплату.

Совет директоров также может выплачивать, с такими промежутками, как это будет им установлено, любые дивиденды по фиксированной ставке, если Советом директоров будет установлено, что прибыли, доступные для распределения, допускают такую выплату. Выплата дивидендов может быть объявлена и осуществлена в любой валюте или в любых валютах, как это может быть определено Советом директоров. Если Совет директоров действует добросовестно, он не должен нести никакой ответственности перед держателями акций, предоставляющих преимущественные права, за любые потери, которые могут быть ими понесены в ходе правомочной выплаты промежуточных дивидендов по любым акциям, обладающим ограниченными или непредпочтительными правами.

Никакие проценты по каким-либо дивидендам или другим денежным средствам, подлежащим уплате в отношении акции, не должны начисляться к уплате со стороны Компании, за исключением тех случаев, когда иное предусмотрено правами, закрепленными за акцией.

Если в любой момент времени Советом директоров будет установлено, что какому-либо участнику или другому лицу, проявляющему заинтересованность в Обыкновенных акциях, держателем которых является такой участник, было соответствующим образом направлено уведомление согласно статье 793 Закона о компаниях, и если в указанный период им не была предоставлена Компании информация, затребованная в таком уведомлении, или если в соответствии с таким уведомлением им было сделано заявление, являющееся ложным или несоответствующим истине в существенных деталях, Совет директоров имеет право, на свое единоличное усмотрение, в любой момент направить директивное уведомление такому участнику и воздержаться от выплаты такому участнику каких-либо дивидендов, которые причитались бы ему в ином случае, если соответствующие Обыкновенные акции представляют по меньшей мере 0,25% долевого участия в Обыкновенных акциях Компании или в любом классе таковых.

Совет директоров может, по разрешению, предоставляемому обычным решением Компании, предлагать любому держателю акций право выбора получения акций, зачисленных как полностью оплаченные, вместо денежных средств, в отношении любых дивидендов полностью или частично (как это может быть определено Советом директоров).

Любые дивиденды, оставшиеся неистребованными в течение 12 лет после даты наступления срока платежа, если Совет директоров примет такое решение, должны считаться не подлежащими получению и не причитающимися к уплате со стороны Компании.

Распорядитель, по специальному решению или по любому другому одобрению, как это требуется в соответствии с Законом о несостоятельности 1986 года, может осуществить раздел между участниками активов Компании в денежной форме полностью или частично и может для такой цели осуществлять оценку любых активов и определять, каким образом будет осуществляться распределение между участниками или различными классами участников.

4.4 Изменение прав

Права, закрепленные за каким-либо классом акций, могут быть изменены или отменены с письменного согласия держателей трех четвертей номинальной стоимости выпущенных акций такого класса или по специальному решению, принятому на отдельном общем собрании держателей акций такого класса.

4.5 Право удержания и изъятие

Компания должна обладать первоочередным преимущественным правом удержания по каждой акции (которая не является полностью оплаченной акцией) в отношении всех денежных средств, подлежащих уплате Компании (в настоящий момент и не только) по такой акции. Компания может продать любую акцию, по которой она имеет право удержания, если сумма, в отношении которой существует право удержания, подлежит уплате в настоящий момент, и если такая сумма не будет уплачена в течение 14 полных дней после уведомления, направленного держателю акции, с требованием оплаты и указанием, что если требование, содержащееся в уведомлении, не будет удовлетворено, акция может быть продана.

Совет директоров может время от времени направлять требования участникам в отношении любых неуплаченных денежных средств по их акциям. Каждый участник должен (при условии получения уведомления не менее чем за 14 полных дней) выплатить Компании сумму требования по своим акциям. Если требование или какая-либо частичная выплата по требованию останутся неоплаченными, полностью или частично, после наступления срока платежа, Совет директоров может направить лицу, которое должно осуществить оплату, уведомление не менее чем за 14 полных дней с требованием осуществить выплату неоплаченной суммы вместе с любыми процентами, которые могли быть начислены, и любыми расходами, отчислениями и издержками, понесенными Компанией в результате такой неуплаты. В уведомлении должно быть приведено место осуществления платежа и указано, что в случае несоблюдения требования, содержащегося в уведомлении, акции, в отношении которых было предъявлено требование, могут подлежать изъятию.

4.6 **Передача акций**

Участник может осуществлять передачу своих акций в документарной форме полностью или частично, посредством документа о правопередаче акций по любой стандартной форме или по любой форме, которую может утвердить Совет директоров. Документ о правопередаче должен быть подписан передающим лицом, лично или от его имени, и, за исключением тех случаев, когда акция является полностью оплаченной, получателем, лично или от его имени. Документ о правопередаче не обязательно должен быть скреплен печатью. Передающее лицо должно оставаться держателем указанных акций до того момента, пока имя получателя не будет внесено в реестр в отношении акций.

Все передачи, осуществляемые в бездокументарной форме, должны проводиться через соответствующую систему, за исключением случаев, когда иное предусмотрено Правилами CREST.

Совет директоров может, на свое единоличное усмотрение, отказаться регистрировать передачу акции в документарной форме, которая не является полностью оплаченной, *при условии, что* отказ не будет препятствовать торговле акциями в Компании на основе открытого надлежащего доступа. Совет директоров также может отказаться регистрировать передачу акции в документарной форме в случае, если документ о правопередаче:

(a) не был представлен, скрепленный печатью (если он подлежит скреплению печатью), в офис или в другое место, указанное Советом директоров, в сопровождении сертификата акции, к которой он относится, и таких других подтверждений, которые может обоснованно потребовать Совет директоров для обоснования права передающего лица на осуществление передачи;

(b) относится более чем к одному классу акций; и

(c) составлен в пользу более четырех лиц.

В случае отказа Совета директоров зарегистрировать передачу акции в документарной форме, он должен направить получателю уведомление о своем отказе в течение двух месяцев с даты, когда документ о правопередаче был представлен Компании.

Никакое вознаграждение не будет взиматься за регистрацию любого документа о правопередаче или другого документа, имеющего отношение к праву собственности на акцию или затрагивающего такое право.

С учетом положений Правил CREST, Совет директоров может допускать владение акциями любого класса в бездокументарной форме и передачу права собственности на

акции такого класса посредством соответствующей системы и может определять, что любой класс акций прекращает участвовать в такой системе.

В случае направления участнику уведомления в отношении акции, которая впоследствии была передана другому лицу, лицо, обладающее правом собственности на такую акцию, связано обязательствами по уведомлению, если оно было направлено участнику до того, как лицо, обладающее правом собственности на такую акцию, было внесено в реестр в качестве держателя такой акции.

4.7 **Общие собрания**

Совет директоров должен созывать и Компания должна проводить общие собрания в качестве годовых общих собраний в соответствии с требованиями Закона о компаниях. Совет директоров может созывать общие собрания в любой момент, в такое время и в таком месте, как это будет им определено.

4.8 **Директора**

(a) *Назначение Директоров*

Если иное не будет определено обычным решением, количество Директоров не должно составлять менее двух человек, но не должно подлежать никаким ограничениям по верхнему пределу. Директора могут назначаться обычным решением Акционеров на общем собрании, Советом директоров или, при наличии единственного Директора, таким Директором.

(b) *Отсутствие требований в отношении владения акциями*

Директор не должен являться держателем каких-либо акций Компании, в качестве обязательного требования к должности.

(c) *Отставка Директоров*

На каждом годовом общем собрании все Директора, назначенные Советом директоров или, при наличии единственного Директора, назначенные таким Директором, в дату уведомления о созыве годового общего собрания должны сложить с себя полномочия. Если Компания не заполнит вакансию на собрании, в ходе которого директор сложил полномочия, то директор, сложивший полномочия, должен считаться получившим повторное назначение, за исключением случаев, когда в ходе собрания было принято решение о незаполнении вакансии, или когда решение о повторном назначении директора было выдвинуто на голосование и не было принято.

(d) *Вознаграждение Директоров*

Сумма вознаграждения любого Директора, занимающего исполнительную должность, за предоставляемые услуги должна определяться Советом директоров и может иметь любую форму.

Обычное вознаграждение Неисполнительных директоров за предоставляемые услуги (за исключением сумм, выплачиваемых согласно любым другим положениям настоящего Устава) должно составлять такую сумму, как это может быть определено Советом директоров в тот или иной момент. С учетом такого определения, каждому такому Директору должно выплачиваться вознаграждение (которое должно начисляться ежедневно) по такой ставке, как это может быть определено Советом директоров в тот или иной момент. Помимо этого любому Неисполнительному директору, предоставляющему особые услуги, которые, по мнению Совета директоров, не относятся к

обычным обязанностям Директора, может выплачиваться такое дополнительное вознаграждение, как это может быть определено Советом директоров.

Помимо любого вознаграждения, на которое Директора имеют право согласно Уставу, им могут оплачиваться все расходы на транспорт, проживание и прочие расходы, понесенные ими в связи с присутствием на собраниях Совета директоров или комитетов Совета директоров, на общих собраниях или отдельных собраниях держателей любого класса акций или облигаций Компании, или иным образом в связи с отправлением ими своих обязанностей.

Совет директоров может предоставлять льготы, как посредством выплаты пособий или пенсий, так и посредством страхования или иным образом, любым лицам, которые в настоящем или в прошлом являлись Директорами или работниками Компании, или любых ее дочерних предприятий, или любого юридического лица, связанного с таковыми, или любого предприятия, приобретенного таковыми, а также любому члену их семей или любому лицу, которое в настоящем или в прошлом являлось их иждивенцем.

(e) *Допустимая заинтересованность Директоров*

С учетом положений Закона о компаниях и *при условии, что* он раскрыл Совету директоров характер и размеры своей заинтересованности, Директор, без учета занимаемой им должности:

(i) может являться стороной или иным образом иметь заинтересованность в любой сделке или договоренности с Компанией, в которых Компания обладает заинтересованностью на других основаниях;

(ii) может действовать от собственного имени или от своей фирмы в профессиональном качестве для Компании (иным образом, кроме как в качестве аудитора), и он или его фирма должны иметь право на получение вознаграждения за профессиональные услуги, как если бы он не являлся Директором;

(iii) может являться директором, или другим должностным лицом, или работником любого юридического лица, или стороной любой сделки или договоренности с таким лицом, или иметь другую заинтересованность в таком юридическом лице, в котором Компания (прямо или косвенно) имеет заинтересованность в качестве акционера или иным образом, или с которым он имеет такие взаимоотношения по требованию или указанию Компании; и

(iv) не должен, в силу занимаемой должности, быть подотчетен Компании в отношении любой выгоды, извлекаемой им из любой такой должности или места работы, или из любой такой сделки или договоренности, или из любой заинтересованности в любом таком юридическом лице, если подтверждение, заключение или существование таковых были одобрены Советом директоров или раскрыты соответствующим образом, и никакая такая сделка или договоренность не должны избегаться на основании любой такой заинтересованности или выгоды.

(f) *Ограничения по голосованию*

Директор не должен принимать участие в голосовании по любому решению Совета директоров по вопросу, в котором он имеет заинтересованность, если таковая обоснованно может послужить причиной возникновения противоречий с интересами Компании, однако такие запреты не должны применяться в отношении:

(i) предоставления гарантий, обеспечения или возмещения в отношении денежных средств, предоставленных в кредит, или обязательств, которые были понесены им или любым другим лицом по требованию или в интересах Компании или любых ее дочерних предприятий;

(ii) предоставления гарантий, обеспечения или возмещения в отношении задолженности или обязательств Компании или любых ее дочерних предприятий, по которым Директором была принята на себя ответственность (полностью или частично и единолично или совместно с другими) по гарантии или обязательству о возмещении или посредством предоставления обеспечения;

(iii) договора, договоренности, сделки или предложения в отношении предложения подписки на акции, облигации или другие ценные бумаги Компании или любых ее дочерних предприятий или приобретения таковых, если в таком предложении он участвует или может принять участие как держатель ценных бумаг, или если он должен принимать участие в андеррайтинге или суб-андеррайтинге по таковым;

(iv) договора, договоренности, сделки или предложения в отношении любого другого юридического лица, в котором он или связанное с ним лицо имеет прямую или косвенную заинтересованность, будь то в качестве должностного лица, акционера, кредитора или в ином качестве, если он и любые связанные с ним лица, насколько это ему известно, не владеют долей участия (в том значении, как этот термин используется в статьях с 820 по 825 Закона о компаниях), представляющей 1% или более любого класса акций в акционерном капитале такого юридического лица (или любого другого юридического лица, через которое осуществляется такая заинтересованность) или прав на участие в голосовании, предоставляемых участникам соответствующего юридического лица (любая такая заинтересованность должна рассматриваться как существенная заинтересованность во всех обстоятельствах);

(v) договора, договоренности, сделки или предложения в интересах работников Компании или любых ее дочерних предприятий, которые не предоставляют ему никаких привилегий или выгод, которые в общем порядке не предоставлялись бы работникам, к которым имеет отношение такая договоренность; и

(vi) договора, договоренности, сделки или предложения в отношении любого страхования, которое Компания уполномочена приобретать или поддерживать для любых Директоров или в их интересах, или для лиц, включающих в себя Директоров.

4.9 **Полномочия по привлечению финансовых ресурсов**

Совет директоров может осуществлять все полномочия Компании по привлечению денежных средств, предоставлению гарантий, возмещению, закладу или обременению

залогом своей собственности, активов (текущих или будущих) и невостребованного капитала, а также по выпуску долговых обязательств и других ценных бумаг, как напрямую, так и в виде дополнительного обеспечения любой задолженности, ответственности или обязательства Компании или любого третьего лица.

4.10 **Возмещение, предоставляемое должностным лицам**

С учетом положений Закона о компаниях, но без ущерба для любого возмещения, на которое в ином случае могло бы иметь право заинтересованное лицо, любой Директор или другое должностное лицо Компании должны получать возмещение из активов Компании в отношении любых обязательств, понесенных вследствие неосторожности, неисполнения, нарушения обязанностей или злоупотребления доверием в отношении деятельности Компании или зависимой компании, и любых других обязательств, понесенных им или возложенных на него в отношении или в связи с его обязанностями, полномочиями или должностью, в том числе в связи с деятельностью Компании или зависимой компании, в его качестве доверительного управляющего программой пенсионного обеспечения служащих, но это не должно применяться к любому обязательству перед Компанией или связанной компанией и не должно обеспечивать или давать право любому такому лицу на получение возмещения в таких размерах, чтобы это могло привести к признанию ничтожным данного положения или любой его части по Закону о компаниях. Настоящее возмещение должно распространяться на все затраты, издержки, ущерб, затраты и обязательства, понесенные им в отношении указанного выше.

5. Сокращение Акционерного капитала

5.1 Обыкновенные акции будут выпущены с номинальной стоимостью 0,01 фунтов стерлингов за Обыкновенную акцию и с эмиссионным доходом, рассчитываемым по отношению к рыночной капитализации Товарищества на момент закрытия торгового дня в дату Внеочередного Общего собрания. Директора намереваются применить сокращение капитала Компании таким образом, чтобы общая сумма на счете премий по акциям Компании применительно к Схеме была аннулирована и для переквалификации возникшего резерва в качестве резерва, подлежащего распределению, которым Компания будет располагать для выплаты в качестве дивидендов или направления на любые другие правомерные цели (далее – «**Сокращение капитала**»). Сокращение капитала призвано создать для Компании резервы, подлежащие распределению, на сумму в основном аналогичную суммам, имеющимся в распоряжении Nostrum Oil & Gas LP.

5.2 По особому решению, принятому на общем собрании Компания, состоявшемся 19 мая 2014 года, держатели Обыкновенных акций одобрили, при условии, что Схема станет или будет объявлена полностью безусловной, сокращение общей суммы на счете премий по акциям Компании применительно к Схеме и переквалификацию возникшего резерва в качестве резерва, подлежащего распределению, которым Компания будет располагать для выплаты в качестве дивидендов или направления на любые другие правомерные цели.

5.3 Сокращение капитала вступит в силу, только если оно будет утверждено Высоким судом, согласно Закону о компаниях. В кратчайший возможный срок после даты настоящего Проспекта Директора намереваются обратиться в Высокий суд для утверждения Сокращения капитала. Предполагается, что слушания в высоком суде по утверждению Сокращения капитала состоятся в третьем квартале 2014 года, при условии, что Схема станет или будет объявлена полностью безусловной.

5.4 Являясь недавно учрежденной компанией, Компания имеет небольшое число кредиторов, и согласие всех из них требуется для Сокращения капитала. Не предполагается, что Высокий суд потребует осуществления каких-либо особых мер по

защите кредиторов, и резервы, созданные посредством Сокращения капитала, будут доступны для распределения.

6. Дочерние предприятия и инвестиции

6.1 Группа включает в себя Компанию и ее дочерние предприятия. Компания имеет следующие существенные дочерние предприятия, все из которых находятся в прямой или непрямой собственности Компании и могут оказать существенное воздействие на оценку активов и обязательств, а также прибылей и убытков Компании:

Наименование компании	Основная деятельность	Страна регистрации	Страна ведения деятельности	%
Nostrum Oil Coöperatief U.A.	Холдинговая структура	Нидерланды	Нидерланды	100
Zhaikmunai LLP	Разведка и добыча сырой нефти и газа	Казахстан	Казахстан	100
Zhaikmunai Finance B.V.	Финансовая дочерняя компания	Нидерланды	Нидерланды	100
Zhaikmunai International B.V.	Финансовая дочерняя компания	Нидерланды	Нидерланды	100
Zhaikmunai Netherlands B.V.	Финансовая дочерняя компания	Нидерланды	Нидерланды	100
Nostrum Oil & Gas Finance B.V.	Финансовая дочерняя компания	Нидерланды	Нидерланды	100
Nostrum Oil B.V.	Финансовая дочерняя компания	Нидерланды	Нидерланды	100

6.2 Процентная доля участия, показанная напротив названий дочерних предприятий Компании, представляет как долю собственности, так и право голоса.

7. Помещения/собственность

7.1 Ниже указаны основные помещения, находящиеся в собственности, арендуемые или используемые Группой:

Адрес собственности	Пользование	Форма владения	Срок истекает	Годовая аренда
Республика Казахстан, Уральск, Проспект Евразия 59/2	Офисы	Аренда	2029 г.	180 000 долларов США
Нидерланды, Амстердам Gustav Mahlerplein 23B, 1082 MS.....	Офисы	Аренда	31 января 2016 г.	43 000 евро

8. Интересы Директоров и старших управляющих

8.1 Ни Директора, ни старшие управляющие не имеют за пределами Группы никаких деловых интересов и не осуществляют никакой деятельности, которые являлись бы значимыми по отношению к Группе. Ни один Директор или старший управляющий не имеет никакого конфликта интересов между своими обязанностями перед Компанией и любыми частными интересами или другими обязанностями. Между Директорами и старшими управляющими не существует семейных отношений, за исключением того, что супруга г-на Эверэрта является сестрой супруги г-на Монстрея.

8.2 **Доля участия в Обыкновенных акциях Компании**

По состоянию на дату настоящего Проспекта, собственность на Обыкновенные акции/ГДР и любые опционы в отношении таких Обычных долей участия или ГДР, принадлежащие Директорам и старшим управляющим, в отношении долевого участия в Товариществе, распределяются следующим образом:

	Количество выпущенных Обычных долей участия/ГДР	Количество Обычных долей участия/ГДР, на которые имеется опцион согласно Плану фантомного опциона	Итого
Директор			
Фрэнк Монстрей (Frank Monstrey)	51 190 476	-	51 190 476
Кай-Уве Кессель (Kai-Uwe Kessel)	10 000	1 100 974	1 110 974
Ян-Ру Мюллер (Jan-Ru Muller)	-	190 130	190 130
Айке фон дер Линден (Eike von der Linden)	12 000	-	12 000
Атул Гупта (Atul Gupta)	-	-	-
Сэр Кристофер Кодрингтон (Sir Christopher Codrington), Баронет	-	-	-
Натали Бачич де Рецина (Nathalie Bachich de Recina)	-	-	-
Пит Эверэрт (Piet Everaert)	17 000	-	17 000
Панкадж Джайн (Pankaj Jain)	19 700	-	19 700
Старшие управляющие	1 000	500 325	501 325

По состоянию на дату Допуска предполагается, что собственность на акции и любые опционы на такие акции, держателями которых являются Директора и старшие управляющие, в отношении акционерного капитала Компании, будут распределяться следующим образом:

	Количество Обыкновенных акций	Количество Обыкновенных акций, на которые имеется опцион согласно Плану фантомного опциона	Итого
Директор			
Фрэнк Монстрей (Frank Monstrey)	51 190 476	-	51 190 476
Кай-Уве Кессель (Kai-Uwe Kessel)	10 000	1 100 974	1 110 974
Ян-Ру Мюллер (Jan-Ru Muller)	-	190 130	190 130
Айке фон дер Линден (Eike von der Linden)	12 000	-	12 000
Атул Гупта (Atul Gupta)	-	-	-
Сэр Кристофер Кодрингтон (Sir Christopher Codrington), Баронет	-	-	-
Натали Бачич де Рецина (Nathalie Bachich de Recina)	-	-	-
Пит Эверэрт (Piet Everaert)	17 000	-	17 000
Панкадж Джайн (Pankaj Jain)	19 700	-	19 700
Старшие управляющие	1 000	500 325	501 325

Томас Хартнетт, секретарь Компании, владеет 50 001 Обыкновенной акцией на дату настоящего Проспекта с целью структурирования Схемы. Эти Обыкновенные акции будут приобретены Товариществом по их подписной стоимости в связи со Схемой до того, как Компания приобретет любое косвенное участие в ТОО «Жаикмунай» и до Допуска.

8.3 **Заинтересованность в сделках**

За исключением сделок между связанными сторонами, указанными в финансовой информации, приведенной в Части 14 «*Финансовая информация за прошедшие периоды»,* как указано в пункте 4 Части 10 «Основные акционеры и сделки со связанными сторонами» в пункте 8 настоящей Части 17 «*Дополнительная информация*» настоящего Проспекта, ни один Директор не имеет и не имел никакой заинтересованности в любых сделках, имеющих или имевших необычный характер или условия, или в таких, которые являются или являлись бы существенными для хозяйственной деятельности Группы и которые осуществлялись бы Компанией в текущем или непосредственно предшествующем финансовом году Компании или которые были бы осуществлены в более раннем финансовом году и оставались бы действующими или неосуществленными в любом отношении.

8.4 Директорство и партнерство

Ниже приведены директорские должности и партнерства, в которых Директора и старшие управляющие являются директорами или партнерами в настоящий момент или являлись директорами или партнерами в любое время на протяжении пяти лет до даты настоящего Проспекта:

Имя	**Текущее директорство/партнерство**	**Директорство/партнерство на протяжении пяти прошедших лет**
Фрэнк Монстрей (Frank Monstrey)	Probel Capital Management N.V. Oostendse Investerings Vennootschap N.V. Magorium NV Tensor Holding VOF Tensor Property Investments S.A.R.L. Expression Inc Septemium Investments S.A. Tensor Capital Partners LP Tensor Carry Holdings LLC Tensor Asset Management N.V. Thyler Holdings Limited B.M. Lumina Claremont Holdings C.V. Claremont Holdings Limited Camden Holdings Ltd Secap Holdings Ltd Roding Investments S.A. Orior Trading Ltd Selag Holdings S.A. B.M. Samara B.M. Elata B.M. Clara Nedmac BV Thyler Holdings BV Septinvest BV Sepol Holdings GmbH RusPetro plc Crest Capital Management N.V.	Нет
Кай-Уве Кессель (Kai-Uwe Kessel)	BelGerAs, S.A. Gervanca Investments Sarl Cavendish	Нет
Ян-Ру Мюллер (Jan-Ru Muller)	Telco B.V.	Нет
Айке фон дер Линден (Eike von der Linden)	Linden Advisory & Consulting Services Appleton Resources Ltd Schüllermann und Partner AG Energy Bidco Limited Energy Bidco Holdings Limited	GLR Resources Jordan Energy & Mining Ltd
Атул Гупта (Atul Gupta)	Seven Energy	Dominion Petroleum PLC

Имя	Текущее директорство/партнерство	Директорство/партнерство на протяжении пяти прошедших лет
	Vetra Energy	Burren Energy PLC Villiers Limited Strand Oil and Gas Limited Nammax Oil & Gas Limited Roslindale Limited
Сэр Кристофер Кодрингтон (Sir Christopher Codrington). Баронет	Navarino Services Ltd	Нет
Натали Бачич де Рецина (Nathalie Bachich de Recina)	Нет	Нет
Пит Эверэрт (Piet Everaert)	VWEW Advocaten BVBA Piet Everaert	Нет
Панкадж Джайн (Pankaj Jain)	RMG Properties ABN Heritage KSS Global	Нет
Томас Хартнетт (Thomas Hartnett)	Thomas Hartnett BVBA Cabot Consulting Ltd. Probel Capital Management N.V.	Нет
Ян Лага (Jan Laga)	Probel Capital Management Jan Laga BVBA	Koramic Industries
Томас Ричардсон (Thomas Richardson)	TDR Enterprises Holding Ltd. TDR Investments Ltd. TDR Enterprises Ltd.	Нет

8.5 **Внешнее управление, ликвидация и администрирование**

Ни один из Директоров или старших управляющих в течение пяти лет, непосредственно предшествующих дате настоящего Проспекта:

(i) не был осужден за мошеннические действия;

(ii) не был объявлен банкротом, или не подпадал под действие индивидуального мирового соглашения, или не был задействован ни в каком банкротстве, внешнем управлении или ликвидации в своем качестве директора или старшего управляющего другой компании;

(iii) не являлся партнером или старшим управляющим в партнерстве, подвергнутом принудительной ликвидации, администрированию или действию партнерского мирового соглашения; или

(iv) не подпадал под действие какого-либо официального публичного обвинения и/или санкций со стороны законодательных или регулирующих органов (включая назначенные профессиональные организации), а также не был лишен по суду права выполнять обязанности директора или члена административного, управляющего или контролирующего органа компании или юридического лица, или осуществлять управленческую деятельность или ведение дел любой компании или юридического лица.

Договора найма и письма назначения Директоров

9.1 Имена Директоров и их должностные обязанности указаны в Части 9 «*Директора, старшее руководство и корпоративное управление*».

9.2 **Исполнительные директора**

Общие положения

Г-н Монстрей, г-н Кессель и г-н Мюллер были назначены Директорами Компании при регистрации. Назначение каждого Исполнительного директора в качестве уставных директоров будет иметь силу до первого годового общего собрания акционеров

Компании, и его последующее назначение осуществляется при условии, что директор будет переизбираться в таком качестве на каждом последующем годовом общем собрании. От каждого Исполнительного директора в любое время могут потребовать уйти в отставку с должности уставного директора в соответствии с Уставом или на каком-либо законодательном основании, как, например, в случае аннулирования любого из необходимых одобрений Инспекции по контролю за деятельностью финансовых организаций. Каждый Исполнительный директор или Компания вправе аннулировать трудовой договор Исполнительного директора в любое время после письменного уведомления, поданного за 12 месяцев.

Компанией не предусматривается никакое пенсионное обеспечение для Исполнительных директоров.

В отношении Исполнительных директоров действуют определенные ограничительные соглашения на срок действия их договора о найме и, в отношении обязательств по неразглашению и неиспользованию конфиденциальной информации, в любое время после окончания срока действия договора о найме. Исполнительным директорам не разрешается занимать должность, или являться работником, или иметь какую-либо прямую или косвенную заинтересованность в любой фирме или компании, которая является прямым или косвенным конкурентом Компании, или любого другого участника Группы, или любой компании, в которой любой участник Группы имеет заинтересованность, без согласия Совета директоров. Также в их договоре о найме содержатся положения в отношении сделок с акциями и обязательство о запрете переманивания в отношении соответствующих компаний Группы на протяжении шести месяцев с даты прекращения соответствующего договора найма. Счета за услуги исполнительных директоров и старшего руководства выставляются на основании договора об оказании услуг между Probel и Nostrum, согласно которым такие исполнительные директора и старшие руководители оказывают услуги Группе.

Фрэнк Монстрей (Frank Monstrey)

Г-н Монстрей был назначен Исполнительным председателем Компании по соглашению об оказании услуг с Компанией от 19 мая 2014 года, и он также заключил договор об оказании услуг с Probel в отношении оказания услуг Nostrum Oil & Gas group companies. Период его назначения в Компании считается начавшимся с 3 октября 2013 года. Услуги г-на Монстрей вознаграждаются годовой платой в размере 931 500 долл. США, который может быть изменен в договорном порядке время от времени, а также премии, выдаваемой по решению Совета директоров время от времени, принимая во внимание рекомендации Комитета по вознаграждениям.

Кай-Уве Кессель (Kai-Uwe Kessel)

Г-н Кессель был назначен главным управляющим директором Компании по соглашению об оказании услуг с Компанией от 19 мая 2014 года, и он также заключил договор об оказании услуг с Probel в отношении оказания услуг Nostrum Oil & Gas group companies. Период его назначения в Компании считается начавшимся с 3 октября 2013 года. Услуги г-на Кессель вознаграждаются годовой платой в размере 928 000 долл. США, который может быть изменен в договорном порядке время от времени, а также премии, выдаваемой по решению Совета директоров время от времени, принимая во внимание рекомендации Комитета по вознаграждениям

Ян-Ру Мюллер (Jan-Ru Muller)

Г-н Мюллер был назначен главным финансовым директором Компании по соглашению об оказании услуг с Компанией от 19 мая 2014 года, и он также заключил договор об оказании услуг с Probel в отношении оказания услуг Nostrum Oil & Gas group companies. Период его назначения в Компании считается начавшимся с 3 октября 2013

года. Услуги г-на Мюллера вознаграждаются годовой платой в размере 557 000 долл. США, который может быть изменен в договорном порядке время от времени, а также премии, выдаваемой по решению Совета директоров время от времени, принимая во внимание рекомендации Комитета по вознаграждениям.

9.3 **Неисполнительные директора**

Назначение Неисполнительных директоров в качестве Директоров Компании началось с 19 мая 2014 года и будет продолжаться до первого годового общего собрания акционеров Компании. Срок каждого назначения первоначально составляет три года, при условии, что директор будет переизбираться в таком качестве на каждом годовом общем собрании, за таким исключением, что Неисполнительный директор или Компания могут прекратить назначение в любое время после письменного уведомления, направленного за один месяц, либо в любое время отставка Исполнительного директора может быть затребована в соответствии с Уставом, Кодексом корпоративного управления или на каком-либо законодательном основании, как, например, в случае аннулирования любого из необходимых одобрений Инспекции по контролю за деятельностью финансовых организаций. В остальном такие назначения подчиняются положениям Устава и положений об обязанностях комитетом Совета директоров.

В отношении Неисполнительных директоров действуют определенные ограничительные соглашения на срок действия их назначения и, в отношении обязательств по неразглашению и неиспользованию конфиденциальной информации, в любое время после окончания назначения. Соответствующие соглашения содержат положения в отношении конфиденциальности, сделок с акциями и конфликтов интересов. Неисполнительные директора должны посвящать делам Компании достаточное время, как это требуется для исполнения их соответствующих обязанностей. Неисполнительным директорам не разрешается занимать любую должность, или являться работником, или иметь какую-либо прямую или косвенную заинтересованность в любой фирме или компании, которая является прямым или косвенным конкурентом Компании. После прекращения назначения, в случае если такое прекращение было вызвано любой причиной, исключая злостное неправомерное поведение со стороны Неисполнительного директора, существенное нарушение условий назначения, мошеннические или бесчестные действия или осознанное пренебрежение обязанностями Неисполнительного директора, Неисполнительному директору выплачивается пропорциональная доля его вознаграждения за период с начала квартала, в котором имело место прекращение, и датой прекращения. Помимо этого ни один Неисполнительный директор не имеет права ни на какое возмещение убытков за утрату должности, и никакое вознаграждение не подлежит уплате за неистекшую часть срока назначения.

Каждый Неисполнительный директор имеет право на получение годового вознаграждения в размере 100 000 долларов США, выплачиваемого поквартально.

Также Неисполнительные директора имеют право на возмещение обоснованных расходов. Они не имеют права на участие в пенсионных схемах Компании или в программе приобретения работниками акций по льготной цене.

9.4 Помимо того, что указано в пунктах с 9.1 по 9.3 выше, не существует и не предлагается никаких договоров найма или писем о назначении между Директорами и любыми участниками Группы.

9.5 **Вознаграждение Директоров и Старшего руководства**

Согласно положениям их договоров о найме и применимых планов вознаграждений, в год, закончившийся 31 декабря 2013 года совокупное вознаграждение, включая премии

и неденежные льготы, предоставленные Директорам и представителям Старшего руководства, занимавшим свои посты в течение 2013 года, составило 4 873 000 долл. США. Счета за услуги исполнительных директоров и старшего руководства выставляются на основании договора об оказании услуг между Probel и Nostrum.

В финансовом году, закончившемся 31 декабря 2013 года, Директора и представители Старшего руководства получили следующее вознаграждение и льготы, как указано ниже (в тыс. долларов США):

	Оклад/Вознаграждение	**Неденежные льготы**	**Пенсия**	**Годовая премия**	**Итого**
Имя					
Фрэнк Монстрей (Frank Monstrey)	931,5[1]	-	-	-	931,5[1]
Кай-Уве Кессель (Kai-Uwe Kessel)	928[1]	12	-	293[1]	1233[1]
Ян-Ру Мюллер (Jan-Ru Muller)	557[1]	-	-	183[1]	740[1]
Айке фон дер Линден (Eike von der Linden)	100	-	-	-	100
Атул Гупта (Atul Gupta)	100	-	-	-	100
Сэр Кристофер Кодрингтон (Sir Christopher Codrington), Баронет	-	-	-	-	-
Натали Бачич де Рецина (Nathalie Bachich de Recina)	-	-	-	-	-
Пит Эверэрт (Piet Everaert)	100	-	-	-	100
Панкадж Джайн (Pankaj Jain)	100	-	-	-	100
Ян Лага (Jan Laga)	441[1]	-	-	97[1]	538[1]
Томас Хартнетт (Thomas Hartnett)	620[1]	-	-	183[1]	803[1]
Томас Ричардсон (Thomas Richardson)	195[1]	-	-	57[1]	252[1]

(1) Пересчет в доллары США из евро осуществлен по обменному курсу Европейского Центрального Банка на 31 декабря 2013 года, составлявшему 1,38 доллара США за евро.

9.6 Не существует договоренности, по которой кто-либо из Директоров предоставил бы отказ от прав или согласие на отказ от прав в будущем относительно вознаграждения, и также не было никаких отказов от прав в отношении вознаграждения в течение финансового года, непосредственно предшествующего дате настоящего Проспекта.

9.7 Не существует никаких сумм, выделенных или начисленных для выплаты пособий, пенсий, или других льгот Директорам и старшим управляющим Группы за год, закончившийся 31 декабря 2013 года.

9.8 Помимо указанного в настоящем пункте 9, не вносилось никаких изменений в выплату вознаграждения или условия найма Директоров или старших управляющих в течение шести месяцев до даты настоящего Проспекта.

10. Работники, программы распределения акций среди работников и пенсии

10.1 По состоянию на 31 декабря 2013 года количество работников Группы составляло 907 человека. В таблице ниже приводится количество штатных работников Группы на конец каждого из трех финансовых лет:

	Год, закончившийся		
	31 декабря 2013 года	31 декабря 2012 года	31 декабря 2011 года
Местонахождение			
Чинаревское месторождение.....	633	656	577
Уральск	274	218	170
Итого	907	**874**	**747**

10.2 **План фантомного опциона**

Товарищество в настоящее время действует на основании плана опциона (далее – «**План фантомного опциона**» или «**План**»). План фантомного опциона был первоначально принят Советом директоров Генерального партнера 27 марта 2008 года и впоследствии изменен 24 июля 2008 года и 14 августа 2008 года.

По состоянию на 31 марта 2014 года опционы, относившиеся к 2 827 413 ГДР, остаются непогашенными (далее – «**Существующие опционы**»), каждый Номиналом до 10,00 долларов США (далее – «**Номинал**»).

Каждый Существующий опцион при его реализации дает своему держателю право на получение денежных средств в размере, равном разнице между (i) совокупным Номиналом ГДР, к которым относится Существующий опцион; и (ii) их совокупной рыночной стоимостью на момент реализации.

В соответствии с Правилом 6.2 Плана, в случае сделки или изменения структуры Товарищества, способных оказать воздействие на любой опцион, предоставленный согласно Плану, Совет директоров Генерального партнера должен, действуя обоснованно и объективно, дать указания Доверительному управляющему о внесении таких поправок в условия опционов в соответствии с Планом, как Совет директоров сочтет необходимым для обеспечения того, чтобы Держатели опционов не понесли ущерба.

Соответственно, Совет директоров Генерального партнера дал указания Доверительному управляющему о внесении поправок и Доверительный управляющий внес такие поправки в каждый Существующий опцион, с учетом и при условии Допуска, так чтобы каждый Существующий опцион предоставлял с даты Допуска каждому держателю право на получение при реализации денежных средств в размере, равном разнице между (i) рыночной стоимостью на дату реализации Обыкновенных акций, к которым он относится, и количество таких акций равно количеству ГДР, к которым такой опцион относился перед этим; и (ii) Номиналом того же количества Обыкновенных акций, с неизменным номиналом, за исключением того, что он должен быть указан в фунтах стерлингов, а не в долларах США.

Каждый Существующий опцион должен регулироваться планом, как это было установлено в редакции Плана, принятой Советом директоров Генерального партнера, и утверждено Советом директоров, с учетом и при условии Допуска.

Основными составляющими Плана (в действующей редакции) являются:

Осуществление

Осуществление Плана производит Доверительный управляющий, отвечающий за предоставление прав согласно Плану. Каждое право уполномочивает держателей

(далее – «**Держатели опционов**») на получение при реализации денежных средств в размере, равном сумме, на которую рыночная цена на дату реализации Обыкновенных акций, к которым он относится, превышает цену того же количества Обыкновенных акций по состоянию на дату предоставления (далее – «**Опцион**»). План является дискреционным и действует только в такие годы, как это будет определено Советом директоров. Опционы по Плану могут предоставляться так, как этого потребует Совет директоров.

Применимость

Все работники, Исполнительные директора и консультанты участника Группы имеют право на участие в Плане по усмотрению Совета директоров. Вместе с тем, по состоянию на текущую дату, участие было предложено только ограниченному числу старших работников, Исполнительным директорам и консультантам участников Группы.

Предоставление Опционов

Доверительный управляющий может предоставлять Опционы работнику или Исполнительному директору, по требованию Совета директоров.

Для предоставления Опционов не требуется никаких выплат. Опционы не будут приниматься во внимание при определении прав Держателя опциона на получение пенсии. Передача Опционов допускается только ассоциированным лицам или в случае смерти.

Совокупное количество Обыкновенных акций, в отношении которых могут иметься непогашенные Опционы по Плану, не должно превышать 5 000 000 Обыкновенных акций.

Реализация Опционов

При обычных условиях Опционы могут быть реализованы в следующих случаях:

- для 20% Обыкновенных акций, в отношении которых предоставлен Опцион, по истечению одного года с даты предоставления;
- для следующих 20% Обыкновенных акций, в отношении которых предоставлен Опцион, по истечению двух лет с даты предоставления;
- для следующих 20% Обыкновенных акций, в отношении которых предоставлен Опцион, по истечению трех лет с даты предоставления;
- для следующих 20% Обыкновенных акций, в отношении которых предоставлен Опцион, по истечению четырех лет с даты предоставления; и
- для последних 20% Обыкновенных акций, в отношении которых предоставлен Опцион, по истечению пяти лет с даты предоставления.

Доверительный управляющий осуществит Опцион посредством выплаты Держателю опциона при реализации суммы, равной той сумме, на которую стоимость Обыкновенных акций, в отношении которых реализуется Опцион, на дату реализации, превышает рыночную стоимость того же количества Обыкновенных акций на дату предоставления (за вычетом любых сумм, подлежащих удержанию). В отношении предоставления Опциона по состоянию на текущий момент, предоставление таких Опционов не обусловлено никакими целевыми показателями. Вместе с тем Совет директоров может принять решение о том, что любые Опционы, предоставляемые в будущем, будут обуславливаться целевыми показателями.

Прекращение найма

- В случае смерти Держателя опциона в период трудовых отношений с участником Группы, его юридический представитель должен иметь право на реализацию его Опционов (независимо от того, было ли такое право ему предоставлено) в течение 12 месяцев с даты смерти. По истечении этого периода все нереализованные Опционы утратят свои права.

- В случае если Держатель опциона оставит должность вследствие травмы, потери трудоспособности, сокращения рабочих мест, выхода на пенсию или продажи компании, в которой он работал, третьему лицу, по общим положениям, его Опцион может быть реализован в любое время до истечения десяти лет с момента предоставления.

- В случае если Держатель опциона направит уведомление о прекращении найма или предоставления консультационных услуг, его Опционы утратят силу в тех пределах, насколько они не подлежали исполнению на дату прекращения, и любая непогашенная часть Опционов, не реализованная в течение 12 месяцев с даты такого прекращения, утратит силу.

Существенные факты

(a) Поглощение

В случае поглощения Компании все Опционы должны считаться подлежащими исполнению, и Совет директоров должен направить письменные указанию Доверительному управляющему, чтобы предоставить возможность каждому Держателю опциона реализовать свои Опционы в любое время с даты изменения контроля и до истечения десяти лет с даты предоставления. Любые нереализованные Опционы утратят силу по окончанию этого периода.

(b) Слияние, разделение

В случае слияния, выплаты дивиденда наличными, выплаты добавочного дивиденда, дробления акций, разводняющего выпуска акций, разделения или другой сделки или изменения в структуре Компании, способных оказать влияние на стоимость любого Опциона, Совет директоров должен, действуя обоснованно и объективно, направить указания Доверительному управляющему об осуществлении таких изменений, как он сочтет это необходимым для обеспечения того, чтобы интересам Держателей опционов не был нанесен ущерб.

(c) Ликвидация

В случае добровольной ликвидации Компании Опционы могут, при условии выполнения любых необходимых условий, быть реализованы в течение периода, начиная с даты уведомления о собрании, на котором должно быть рассмотрено решение о ликвидации Компании, и до даты, в которую ликвидация вступает в силу. В случае если какие-либо Опционы не были реализованы к моменту истечения такого периода, такие Опционы утрачивают силу.

Изменения Плана

На усмотрение Совета директоров в отношении определенных вопросов, как это установлено в положениях Плана, решение Доверительного управляющего должно являться окончательным и обязательным по всем вопросам, имеющим отношение к Плану.

Прекращение Плана

Датой прекращения Плана должно являться 27 марта 2018 года. Истечение срока действия Плана не должно оказывать влияния на предоставленные Опционы.

10.3 Nostrum Benefit Trust

Nostrum Benefit Trust – это дискреционный доверительный фонд, учрежденный в Джерси в интересах работников, Исполнительных директоров и прикрепленных сотрудников Компании и ее дочерних компаний в тот или иной период. Доверительным управляющим Фонда является Ogier Employee Benefit Trustee Limited, компания, независимая от Компании и не имеющая с ней связи (далее – «**Доверительный управляющий**»).

Доверительный управляющий осуществил подписку на ГДР на безналичной основе (и получит Обыкновенные акции в отношении таких ГДР в соответствии со Схемой). Предполагается, что Доверительный управляющий будет погашать Опционы при их реализации Держателями опционов и будет приобретать и продавать Обыкновенные акции для такой цели.

10.4 Пенсионный план

В настоящий момент Группа не осуществляет реализацию каких-либо пенсионных планов.

11. Судебные и арбитражные процессы

Не существует никаких государственных, судебных или арбитражных процессов (включая любые такие процессы, которые планируются или угрожают Компании и о которых Компании было бы известно), которые в течение предшествующих 12 месяцев могли бы оказать или оказали бы в недавнем прошлом существенное воздействие на финансовое положение или рентабельность Компании и/или Группы.

12. Существенные договоры

Следующие договоры являются всеми существенными договорами (не заключаемыми в ходе обычной хозяйственной деятельности), которые были подписаны в течение двух лет до даты настоящего Проспекта участниками Группы, и договорами (не заключаемыми в ходе обычной хозяйственной деятельности), которые были подписаны в любое время участниками Группы и в которых содержатся положения, по которым любой участник Группы наделяется обязательством или правом, являющимся или способным сделаться существенным для Группы по состоянию на дату настоящего Проспекта:

12.1 Лицензии

Группой были подписаны Лицензии, указанные в Части 7 «*Информация о Группе—Лицензия и СРП»* настоящего Проспекта.

12.2 Соглашения о сотрудничестве

Компания подписала Соглашения о сотрудничестве по отдельности с Claremont и KSS Global, как указано в пунктах 2 и 3 Части 10 «*Основные акционеры и сделки со связанными сторонами*» настоящего Проспекта.

12.3 Соглашения о финансировании

Держатель лицензии осуществил выпуск Облигаций 2019 и Новых Облигаций 2019. Ниже следует краткое изложение ряда положений Облигаций 2019 и Новых Облигаций

2019. Ранее Держатель лицензии осуществил выпуск Облигаций 2015, которые были полностью погашены 14 апреля 2014 года.

Облигации 2019

Краткое описание

13 ноября 2012 года Zhaikmunai International B.V. (далее – «**Первоначальный эмитент 2019**») выпустила Облигации 2019. По положениям соглашения о выпуске в отношении Облигаций 2019, ТОО «Жаикмунай» (далее – «**Эмитент 2019**») получило право, с учетом ряда условий, заместить Первоначального эмитента 2019 в качестве эмитента Облигаций 2019.

5 апреля 2013 года, в ходе подготовки замещения, акции Zhaikmunai International B.V. были переданы Эмитенту 2019, и 24 апреля 2013 года Эмитент 2019 был замещен Zhaikmunai International B.V. в качестве эмитента Облигаций 2019 в соответствии с дополнительным соглашением.

В качестве части Схемы, Компания и Кооп должны заключить дополнительное соглашение, в соответствии с которым каждая сторона предоставляет гарантии по Облигациям 2019 на приоритетной основе, и Компания примет на себя все обязательства Товарищества по соглашению, регулирующему Облигации 2019, вследствие чего Товарищество будет освобождено от всех обязательств по таковым.

Листинг

Облигации 2019 внесены в Официальный котировальный список и допущены к торгам на Международном валютном рынке, который является регламентированным валютным рынком Ирландской фондовой биржи, а также допущены к торгам по категории «котирующихся долговых обязательств» по официальному перечню Казахстанской фондовой биржи.

Проценты и срок обращения

Облигации 2019 приносят процент по ставке 7,125% годовых. Процент по Облигациям 2019 подлежит уплате 14 мая и 13 ноября каждого года. Срок обращения по Облигациям 2019 наступает 13 ноября 2019 года.

Погашение

Эмитент 2019 может погасить полностью или частично Облигации 2019 в любое время, начиная с 13 ноября 2016 года (включительно) по установленной цене погашения (составляющей 103,5625% основного номинала до 12 ноября 2017 года (включительно), 101,78125% до 12 ноября 2018 года (включительно) и 100%, начиная с 13 ноября 2018 года (включительно)) плюс начисленные и невыплаченные проценты до даты погашения. До 13 ноября 2016 года все или часть Облигаций 2019 могут быть погашены полностью или частично по цене, равной 100% основного номинала Облигаций 2019, подлежащих погашению, плюс начисленные и невыплаченные проценты до даты погашения и «плата за восстановление исходного состояния».

Помимо этого, до 13 ноября 2016 года до 35% совокупного номинала Облигаций 2019 могут быть погашены с помощью поступлений от определенных предложений акций, по цене погашения, равной 107,125% основного номинала Облигаций 2019, подлежащих погашению, плюс начисленные и невыплаченные проценты до даты погашения, до тех пор, пока по меньшей мере 65% первоначального основного номинала Облигаций 2019 (включая Дополнительные облигации, согласно определению, приведенному в соглашении о выпуске в отношении Облигаций 2019) остается непогашенным после каждого такого погашения, и каждое такое погашение

осуществляется в течение 90 дней после закрытия соответствующего предложения акций.

В случае наступления определенных событий, оказывающих влияние на налогообложение, Облигации 2019 могут также быть погашены полностью, но не частично, в любое время, по цене погашения, равной 100% основного номинала Облигаций 2019, плюс начисленные и невыплаченные проценты до даты погашения.

В случае наступления определенных событий, определяемых как события смены контроля, эмитент Облигаций 2019 должен будет осуществить предложение об обратной покупке Облигаций 2019 по цене, равной 101% их основного номинала, плюс начисленные и невыплаченные проценты до даты погашения.

Гарантии и обеспечение

Облигации 2019 солидарно гарантированы на приоритетной основе Товариществом и всеми его дочерними предприятиями (помимо Эмитента 2019). Облигации 2019 представляют собой приоритетные обязательства Эмитента 2019 и гарантов и будут иметь равную очередность со всеми другими приоритетными долговыми обязательствами Эмитента 2019 и гарантов.

Облигации 2019 не имеют никакого обеспечения.

Рейтинг

Облигации 2019:

- представляют собой общие приоритетные обязательства Эмитента 2019;
- имеют рейтинг первой очередности по праву выплаты в отношении всех существующих и будущих субординированных обязательств Эмитента 2019;
- имеют равную очередность по праву выплаты в отношении любых будущих приоритетных долговых обязательств Эмитента 2019, без учета договоров о залоге; и
- по существу имеют более низкий приоритет перед любыми существующими или будущими долговыми обязательствами Эмитента 2019, обеспеченными имуществом или активами, в пределах стоимости такого имущества или активов.

Определенные обязательства и события неисполнения

Соглашение о выпуске, регулирующее Облигации 2019, содержит определенные обязательства, которые, помимо прочего, с учетом некоторых исключений, ограничивают возможность Товарищества (которую, согласно Схеме, должна заместить Компания) и ее ограниченных дочерних компаний:

- нести или гарантировать дополнительную задолженность и выпускать определенные привилегированные ценные бумаги;
- создавать или принимать на себя определенные залоговые права;
- осуществлять определенные платежи, включая дивиденды или другие распределения;
- осуществлять досрочную оплату или погашение субординированной задолженности или акций;

- осуществлять определенные инвестиции;
- создавать обременения или ограничения по выплате дивидендов или других распределений, кредитов или авансовых платежей в адрес или в отношении передачи активов Товариществу (или, согласно Схеме, Компании) или любым его ограниченным дочерним компаниям;
- продавать, отдавать в аренду или передавать определенные активы, включая акции ограниченных дочерних компаний;
- заключать определенные сделки с аффилированными лицами;
- осуществлять несвязанную хозяйственную деятельность; и
- осуществлять объединение или слияние с другими юридическими лицами.

Каждое из этих условий применяется с учетом определенных исключений и требований.

Помимо этого, соглашение о выпуске, регулирующее Облигации 2019, налагает определенные ограничения в отношении будущих второстепенных гарантов. Также соглашение о выпуске, регулирующее Облигации 2019, содержит определенные стандартные положения в отношении информации и событий неисполнения.

Новые Облигации 2019

Краткое описание

14 февраля 2014 года Nostrum Oil & Gas Finance B.V. (далее – «**Новый Первоначальный эмитент 2019**») выпустила Новые Облигации 2019. По положениям соглашения о выпуске в отношении Облигаций 2019, ТОО «Жаикмунай» (далее – «**Новый Эмитент 2019**») получило право, с учетом ряда условий, заместить Первоначального эмитента 2019 в качестве эмитента Облигаций 2019.

6 мая 2014 года Новый Эмитент 2019 заместил Нового Первоначального Эмитента 2019 в качестве эмитента Облигаций 2019 в соответствии с дополнительным соглашением.

В качестве части Схемы, Компания и Nostrum Oil B.V. должны заключить дополнительное соглашение, в соответствии с которым каждая сторона предоставляет гарантии по Новым Облигациям 2019 на приоритетной основе, и Компания примет на себя все обязательства Товарищества по соглашению, регулирующему Новые Облигации 2019, вследствие чего Товарищество будет освобождено от всех обязательств по таковым.

Листинг

Новые Облигации 2019 внесены в Официальный котировальный список и допущены к торгам на Международном валютном рынке, который является регламентированным валютным рынком Ирландской фондовой биржи, а также допущены к торгам по категории «котирующихся долговых обязательств» по официальному перечню Казахстанской фондовой биржи.

Проценты и срок обращения

Новые Облигации 2019 приносят процент по ставке 6,375% годовых. Процент по Облигациям 2019 подлежит уплате 14 февраля и 14 августа каждого года. Срок обращения по Новым Облигациям 2019 наступает 14 февраля 2019 года.

Погашение

Новый Эмитент 2019 может погасить полностью или частично Новые Облигации 2019 в любое время, начиная с 14 февраля 2017 года (включительно) по установленной цене погашения (составляющей 103,1875% основного номинала до 13 февраля 2018 года (включительно) и 100%, начиная с 14 февраля 2018 года (включительно)), плюс начисленные и невыплаченные проценты до даты погашения.

Помимо этого, до 14 февраля 2017 года Новый Эмитент Облигаций 2019 вправе по своему выбору один или несколько раз погашать до 35% от совокупной основной суммы долга по Новым Облигациям 2019 за счет чистых вырученных средств, полученных в результате одного или нескольких предложений акций, по цене погашения, равной 106,375% основного номинала Новых Облигаций 2019, подлежащих погашению, плюс начисленные и невыплаченные проценты до даты погашения, если таковые имеются, (с учетом права держателей, зарегистрированных по состоянию на соответствующую дату составления списка лиц, имеющих право на получение выплат по Облигациям 2019, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов); при условии, что (1) не менее 65% первоначальной основной суммы долга по Новым Облигациям 2019 (включая Дополнительные облигации, согласно определению, приведенному в соглашении о выпуске в отношении Новых Облигаций 2019) остается непогашенной после каждого такого погашения; и (2) такое погашение состоится в течение 90 дней после даты завершения соответствующего предложения акций.

Кроме того, Новые Облигации 2019 могут погашаться (полностью или частично) в любой момент времени до 14 февраля 2017 года по выбору Нового Эмитента Облигаций 2019 при условии направления предварительного уведомления не ранее, чем за 60 дней, и не позднее, чем за 30 дней, почтовым отправлением «первого класса» каждому держателю Новых Облигаций 2019 по его зарегистрированному адресу,

по цене погашения, равной 100% основной суммы долга по погашаемым Новым Облигациям 2019 вместе с Применимой премией (согласно нижеприведенного определения) 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 Новым Облигациям 2019, получить проценты, подлежащие уплате в соответствующую дату уплаты процентов). «Применимая премия» означает, в отношении любой Новой Облигации 2019 в любую применимую дату погашения, наибольшую из следующих величин (1) 1,0% от суммы номинала такой Новой Облигации 2019; и (2) положительную разницу (если она имеется) между: (а) текущей стоимостью на такую дату погашения (i) цены погашения такой Новой Облигации 2019 по состоянию на 14 февраля 2017 года плюс (ii) все требуемые процентные выплаты (за вычетом начисленных и не уплаченных процентов по состоянию на такую дату погашения), причитающиеся к уплате по таким Новым Облигациям 2019 до 14 февраля 2017 года (включительно), рассчитываемые с использованием дисконтной ставки, равной ставке казначейских облигаций США на такую дату погашения плюс 50 базисных пунктов, и (б) суммой номинала по такой Облигации 2019. В случае наступления определенных событий, оказывающих влияние на налогообложение, Новые Облигации 2019 могут также быть погашены полностью, но не частично, в любое время, по цене погашения, равной 100% основного номинала Новых Облигаций 2015, плюс начисленные и невыплаченные проценты до даты погашения.

В случае наступления определенных событий, определяемых как события смены контроля, эмитент Новых Облигаций 2019 должен будет осуществить предложение об

обратной покупке Новых Облигаций 2019 по цене, равной 101% их основного номинала, плюс начисленные и невыплаченные проценты до даты погашения.

Гарантии и обеспечение

Новые Облигации 2019 солидарно гарантированы на приоритетной основе Товариществом и всеми его дочерними предприятиями (помимо Нового Эмитента 2019). Новые Облигации 2019 представляют собой приоритетные обязательства Нового Эмитента 2019 и гарантов и будут иметь равную очередность со всеми другими приоритетными долговыми обязательствами Нового Эмитента 2019 и гарантов.

Новые Облигации 2019 не имеют никакого обеспечения.

Рейтинг

Новые Облигации 2019:

- представляют собой общие приоритетные обязательства Нового Эмитента 2019;
- имеют рейтинг первой очередности по праву выплаты в отношении всех существующих и будущих субординированных обязательств Нового Эмитента 2019;
- имеют равную очередность по праву выплаты в отношении любых будущих приоритетных долговых обязательств Нового Эмитента 2019, без учета договоров о залоге; и
- по существу имеют более высокий приоритет перед всеми необеспеченными долговыми обязательствами Эмитента 2015 в пределах стоимости имущества или активов, обеспечивающих Облигации 2015;
- по существу имеют более низкий приоритет перед любыми существующими или будущими долговыми обязательствами Нового Эмитента 2019, обеспеченными имуществом или активами, в пределах стоимости такого имущества или активов.

Определенные обязательства и события неисполнения

Соглашение о выпуске, регулирующее Новые Облигации 2019, содержит определенные обязательства, которые, помимо прочего, с учетом некоторых исключений, ограничивают возможность Товарищества (которое, согласно Схеме, должна заместить Компания) и ее ограниченных дочерних компаний:

- нести или гарантировать дополнительную задолженность и выпускать определенные привилегированные ценные бумаги;
- создавать или принимать на себя определенные залоговые права;
- осуществлять определенные платежи, включая дивиденды или другие распределения;
- осуществлять досрочную оплату или погашение субординированной задолженности или акций;
- осуществлять определенные инвестиции;
- создавать обременения или ограничения по выплате дивидендов или других распределений, кредитов или авансовых платежей в адрес или в отношении

передачи активов Товариществу (или, согласно Схеме, Компании) или любым его ограниченным дочерним компаниям;

- продавать, отдавать в аренду или передавать определенные активы, включая акции ограниченных дочерних компаний;
- заключать определенные сделки с аффилированными лицами;
- осуществлять несвязанную хозяйственную деятельность; и
- осуществлять объединение или слияние с другими юридическими лицами.

Каждое из этих условий применяется с учетом определенных исключений и требований.

Помимо этого, соглашение о выпуске, регулирующее Новые Облигации 2019, налагает определенные ограничения в отношении будущих второстепенных гарантов. Также соглашение о выпуске, регулирующее Новые Облигации 2019, содержит определенные стандартные положения в отношении информации и событий неисполнения.

12.4 **Соглашения в отношении Схемы**

Применительно к Схеме участниками Группы были заключены следующие соглашения:

(a) Компания, Кооп, Товарищество, Генеральный партнер, NOGGL Nostrum Oil BV и ВТБ подписали Договор об осуществлении Схемы, датированный 20 мая 2014 года. Договор об осуществлении Схемы предписывает механизм для Компании, Товарищества, NOGGL, всех соответствующих сторон Группы и ВТБ по осуществлению всех необходимых или иным образом обоснованно требующихся действий по Схеме, а также осуществлению действий, приведенных в согласованном пошаговом плане реализации Схемы, включая направление Участникам-вкладчикам Документов о схеме, созыв внеочередного Общего собрания и осуществление всех необходимых распределений в интересах компаньонов-вкладчиков Товарищества. Совет директоров и Генеральный партнер обладают возможностью внесения изменений на любом этапе, как это может обоснованно потребоваться в целях реализации Схемы, в соответствии с планом, утвержденным Участниками-вкладчиками. Договор об осуществлении Схемы также содержит определенные обязательства в отношении ведения хозяйственной деятельности Группы до Допуска. Договор об осуществлении Схемы может быть прекращен, если какое-либо из условий реализации Схемы не будет удовлетворено (или в отношении него не будет получен допустимый отказ от прав) к 31 июля 2014 года.

(b) Компания и ВТБ подписали Кредитный договор PLC, датированный 20 мая 2014 года, в отношении финансирования приобретения Группы Компанией. В соответствии с Кредитным договором PLC ВТБ (при условии, помимо прочего, соблюдения стандартных предварительных условий, включая одобрение Схемы Участниками-вкладчиками) предоставит Компании сумму, равную Сумме подписки, в качестве кредита «на день» для финансирования приобретения Группы согласно Схеме. На сумму, взятую взаймы по Кредитному договору PLC, будет начисляться процент в размере 1,50% годовых, и Компания должна будет выплатить:

- комиссионный платеж в отношении суммы кредита по ставке 1,00% в год на невыбранные суммы кредита, рассчитанные на основе периода действия обязательств, равного 60 дням, в составе которого (A) платеж в отношении периода действия обязательств, равного 30 календарным

дням, будет подлежать уплате в течение 5 рабочих дней после даты Кредитного договора PLC, и (B) осуществление платежа, подлежащего уплате в отношении дополнительных дней периода действия обязательств, свыше 30 календарных дней, будет являться предварительным условием выборки кредита;

- комиссия за выборку кредита по ставке 0,10% от выбранной суммы; и
- комиссия за открытие кредита по ставке 0,30% от суммы кредита.

Кредит будет обеспечен договором обеспечения контрольного счета по английскому праву, который будет заключен между Компанией, ВТБ в качестве банка-держателя счета и ВТБ в качестве агента по обеспечению в отношении счетов, на которые будет перечислена Сумма подписки («**Контрольные счета PLC**»).

Кредитный договор PLC содержит стандартные информацию и обязательства Компании воздерживаться от совершения определенных действий, с учетом определенных согласованных исключений. Кредитный договор PLC также предусматривает, что Компания должна соблюдать ряд стандартных обязательств по совершению определенных действий, а также обязательств в отношении поддержания и работы с Контрольными счетами PLC. Кредитный договор PLC содержит стандартные случаи невыполнения обязательств (в определенных случаях до осуществления финансирования «на день», с учетом согласованных периодов отсрочки платежа, пороговых значений и других оговорок), возникновение которых позволит кредиторам заявить о досрочном взыскании всех или части непогашенных выборок кредита и/или прекратить свои обязательства.

(c) NOGGL и ВТБ подписали Кредитный договор NOGGL, датированный 20 мая 2014 года, в отношении финансирования приобретения NOGGL особой доли участия вкладчика. В соответствии с Кредитным договором NOGGL ВТБ (при условии, помимо прочего, соблюдения стандартных предварительных условий, включая одобрение Схемы Участниками-вкладчиками) предоставит NOGGL сумму, равную Сумме подписки SLP, в качестве кредита «на день» для финансирования приобретения NOGGL особой доли участия вкладчика. На сумму, взятую взаймы по Кредитному договору NOGGL, будет начисляться процент в размере 1,50% годовых, и NOGGL должна будет выплатить:

- комиссионный платеж в отношении суммы кредита по ставке 1,00% в год на невыбранные суммы кредита, рассчитанные на основе периода действия обязательств, равного 60 дням, в составе которого (A) платеж в отношении периода действия обязательств, равного 30 календарным дням, будет подлежать уплате в течение 5 рабочих дней после даты Кредитного договора NOGGL, и (B) осуществление платежа, подлежащего уплате в отношении дополнительных дней периода действия обязательств, свыше 30 календарных дней, будет являться предварительным условием выборки кредита;
- комиссия за выборку кредита по ставке 0,10% от выбранной суммы; и
- комиссия за открытие кредита по ставке 0,30% от суммы кредита.

Кредит будет обеспечен договором обеспечения контрольного счета по английскому праву, который будет заключен между NOGGL, ВТБ в качестве банка-держателя счета и ВТБ в качестве агента по обеспечению в отношении счетов, по которому NOGGL предоставит обеспечение в отношении (i) счета, на

который будет перечислена Сумма подписки SLP («**Контрольный счет NOGGL**») и (ii) своих прав в отношении Компании по акту передачи права, который будет заключен между NOGGL и Компанией, и относящемуся к передаче от NOGGL Компании особой доли участия вкладчика.

Кредитный договор NOGGL содержит стандартные информацию и обязательства NOGGL воздерживаться от совершения определенных действий, с учетом определенных согласованных исключений. Кредитный договор NOGGL также предусматривает, что NOGGL должна соблюдать ряд стандартных обязательств по совершению определенных действий, а также обязательств в отношении поддержания и работы с Контрольными счетами NOGGL. Кредитный договор NOGGL содержит стандартные случаи невыполнения обязательств (при условии, до поступления средств, в определенных случаях с учетом согласованных периодов отсрочки платежа, пороговых значений и других оговорок), возникновение которых позволит кредиторам заявить о досрочном взыскании всех или части непогашенных выборок кредита и/или прекратить свои обязательства. Каждая Кооп и Товарищество согласились гарантировать обязательства NOOGL по Кредитному договору NOGGL.

12.5 Спонсорское соглашение

20 мая 2014 года Компания, Товарищество и Спонсор подписали спонсорское соглашение (далее – «**Спонсорское соглашение**»). Согласно Спонсорскому соглашению, Спонсор дал согласие действовать в качестве спонсора Компании в связи с заявкой на допуск Обыкновенных акций в Официальный котировальный список и публикацией настоящего Проспекта.

По положениям Спонсорского соглашения Компания и Товарищество договорились предоставить Спонсору определенные стандартные гарантии, обязательства, заверения и ручательства. Гарантии, предоставляемые Компанией и Товариществом, предоставляют поручителю возмещение, помимо прочего, в отношении требований, которые могут быть ему предъявлены, или убытков, которые могут быть им понесены, с учетом определенных исключений. Помимо этого, Спонсорское соглашение предоставляет Спонсору право прекратить Спонсорское соглашение до момента Допуска в определенных указанных обстоятельствах, являющихся стандартными для соглашения такого характера, и в таком случае Спонсорское соглашение утратит силу.

13. Оборотный капитал

По мнению Компании, Группа обладает достаточным оборотным капиталом в отношении своих текущих требований, то есть по меньшей мере на следующие 12 месяцев с даты настоящего Проспекта.

14. Отсутствие существенных изменений

За исключением выпуска Группой 14 февраля 2014 года Новых облигаций 2019 на сумму 400 млн. долл. США и погашения Группой 14 апреля 2014 года выпущенных Облигаций 2015, году на сумму 92,5 млн. долл. США, не имело места никаких существенных изменений в финансовом или торговом положении Группы с 31 декабря 2013 года, то есть с даты окончания последнего финансового периода, за который была опубликована финансовая отчетность.

Не имело места никаких существенных изменений с 16 декабря 2013 года, то есть с даты публикации доклада Ryder Scott за 2013 год, отсутствие упоминания о которых сделало бы доклад Ryder Scott за 2013 год заведомо ложным.

15. Общие положения

15.1 Расходы по Схеме и Допуску оцениваются приблизительно в 32 миллионов долларов США (включая НДС) и должны оплачиваться Компанией.

15.2 Группа подчиняется положениям лицензий на геологическое изучение и добычу и соглашений, описанных в Части 7 «*Информация о Группе*» настоящего Проспекта. Директора полагают, что не существует никаких патентов, договоров или новых производственных процессов, которые имели бы решающее значение для хозяйственной деятельности и рентабельности Группы.

15.3 Финансовая информация, содержащаяся в настоящем Проспекте, не сводится к нормативной отчетности в значении статьи 240 Закона 1985 года или статьи 434 Закона о компаниях (в зависимости от обстоятельств).

15.4 Помимо информации, раскрытой в Части 14 «*Финансовая информация за прошедшие периоды*» настоящего Проспекта, Компания не имеет существенных обременений в отношении каких-либо существующих или запланированных существенных материальных основных средств.

15.5 Лондонское отделение Deutsche Bank AG является поручителем и брокером Компании, уполномоченным ОПН, и его деятельность в Великобритании регулируется ОПН и УКФО.

16. Разрешения и согласия

16.1 Компания Ryder Scott Company L.P. предоставила и не отозвала письменное согласие на публикацию настоящего Проспекта с включением Отчета компетентного лица и оценок запасов полезных ископаемых и ресурсов, приведенные в настоящем Проспекте, в такой форме и в таком контексте, как они приводятся, и санкционировала использование содержания Отчета компетентного лица и оценки запасов полезных ископаемых и ресурсов, приведенные в настоящем Проспекте, для целей пункта 5.5.3R(2)(f) Правил выпуска проспектов и для целей пункта 23.1 Приложения I к Предписаниям по выпуску проспектов.

16.2 Компания ТОО «Ernst & Young Advisory (Казахстан)» предоставила и не отозвала письменное согласие на включение в настоящий Проспект своего аудиторского заключения по Группе, как оно приводится в Части 14 «*Финансовая информация за прошедшие периоды*» настоящего Проспекта, в такой форме и в таком контексте, как оно приводится, и санкционировала использование содержания своего отчета по Группе для целей пункта 5.5.3R(2)(f) Правил выпуска проспектов, изданных Инспекцией по контролю за деятельностью финансовых организаций.

17. Аудиторы

По решению акционеров от 19 мая 2014 года, компания Ernst & Young LLP (адрес: Великобритания, Лондон SE1 2AF, Уан Мор Лондон Плейс) была назначена аудитором Компании. Ernst & Young LLP зарегистрирована для осуществления аудиторской деятельности Институтом присяжных бухгалтеров Англии и Уэльса.

18. Компетентное лицо

Компания Ryder Scott Company L.P., зарегистрированный офис которой находится по адресу: США, штат Колорадо 80293, Денвер, 621 Севентин Стрит, предоставляет в нефтегазовой отрасли полный спектр геолого-геофизических и инжиниринговых услуг.

19. Безотзывные обязательства

Применительно к Схеме, Товариществом и Компанией были получены безотзывные обязательства по голосованию в пользу принятия поправок к Соглашению о создании партнерства с ограниченной ответственностью и Схемы (далее – «**Безотзывные обязательства**») от (i) Claremont и ее аффилированных лиц в отношении, по совокупности, 51 190 476 Существующих ценных бумаг, (ii) KSS Global в отношении 50 000 000 Существующих ценных бумаг и (iii) Dehus Dolman Nominees Limited и ее аффилированных лиц в отношении 28 906 483 Существующих ценных бумаг, что представляет в совокупности 69,13% существующих Обычных долей участия по состоянию на дату настоящего Проспекта.

Каждое из лиц, предоставивших Безотзывные обязательства, обязалось:

- голосовать или иным образом осуществлять все свои права по участию в голосовании, закрепленные за Обычными долями участия, в пользу решения, которое должно быть вынесено на голосование внеочередного Общего собрания Товарищества; и

- не продавать, не передавать, не обременять, не закладывать или не предоставлять никакой опцион, а также иным образом не распоряжаться любыми соответствующими Обычными долями участия (или не заключать никаких соглашений об осуществлении таких действий).

Обязательство KSS Global голосовать за решения, которые будут выдвинуты на Специальном общем собрании Товарищества, зависит от получения согласия его кредиторов.

Каждое из Безотзывных обязательств утратит силу, если Схема утратит силу или будет отозвана, или если Схема не вступит в действие к 5:30 вечера (по лондонскому времени) 31 июля 2014 года или в такое более позднее время или в такую более позднюю дату, как это может быть согласовано Товариществом и Компанией.

20. Документы, предоставляемые для изучения

Копии следующих документов могут быть изучены в главном офисе Компании по адресу: Великобритания, Лондон W1K 3HU, Гровнор Стрит 53-54, 4-й этаж, и Густав Малерплейн 23B, Амстердам, 1082 MS, Нидерланды, в обычное рабочее время в любой рабочий день (кроме субботы, воскресенья и официальных праздничных дней) с даты публикации настоящего Проспекта до даты Допуска:

(a) учредительный договор и Устав Компании;

(b) согласительные письма, указанные в пункте 16 выше;

(c) аудиторский отчет, указанный в Части 14 «*Финансовая информация за прошедшие периоды»* настоящего Проспекта;

(d) Отчет компетентного лица, указанный в Части 15 «*Отчет компетентного лица*» настоящего Проспекта;

(e) Документы о схеме; и

(f) настоящий Проспект

ЧАСТЬ 18
ОПРЕДЕЛЕНИЙ И ГЛОССАРИЙ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В тексте настоящего Проспекта используются следующие определения, если иное не следует из контекста:

«**Поправки 1999 г.**»	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 2004-2005 гг.**»	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 2007 г.**»	новое законодательство, вносящее поправки в старый Закон о недрах, которые вступили в силу 3 ноября 2007 г.
«**Налоговый кодекс 2009 г.**» или «**Налоговый кодекс**».....	Кодекс Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» от 10 декабря 2008 г., № 99-IV, с изменениями и дополнениями
«**Отчет Ryder Scott за 2013 г.**» или «**Отчет компетентного лица**»	отчет компетентного лица, подготовленный Ryder Scott L.P., указанный в Части 15 «*Отчет компетентного лица*» настоящего Проспекта
«**Директива о внесении изменения в Директиву о проспектах 2010 г.**»	означает Директиву 2010/73/EU
«**Облигации 2015**»	облигации на сумму 450 000 000 долл. США с процентной ставкой 10,50% и сроком погашения в 2015 году, выпущенные Nostrum и погашенные 14 апреля 2014 г.
«**Гарантии 2015**».....	солидарная гарантия, выданная Гарантами 2015 в отношении Облигаций 2015
«**Гаранты 2015**»	Nostrum Oil & Gas LP и все его дочерние компании, кроме Эмитента 2015, а начиная с Допуска Nostrum Oil & Gas plc и ее дочерние компании, кроме Эмитента 2015
«**Первоначальный эмитент 2015**»....	Zhaikmunai Finance B.V.
«**Эмитент 2015**».....	ТОО «Жаикмунай»
«**Облигации 2019**»	облигации на сумму 560 000 000 долл. США с процентной ставкой 7,125% и сроком погашения в 2019

	году, выпущенные Nostrum
«**Гарантии 2019**».....	солидарная гарантия, выданная Гарантами 2019 в отношении Облигаций 2019
«**Гаранты 2019**»	Nostrum Oil & Gas LP и все его дочерние компании, кроме Эмитента 2019, а начиная с Допуска Nostrum Oil & Gas plc и ее дочерние компании, кроме Эмитента 2019
«**Первоначальный эмитент 2019**»....	Zhaikmunai International B.V.
«**Эмитент 2019**».....	ТОО «Жаикмунай»
«**Допуск**»	вступление в силу акта включения выпущенных Обыкновенных акций Компании в премиальный сегмент Официального котировального списка в соответствии с Правилами листинга, и предоставление и вступление в силу допуска к торгам на Основном рынке Лондонской фондовой биржи
«**Стандарты допуска и раскрытия информации**»	текущая редакция Стандартов допуска и раскрытия информации Лондонской фондовой биржи
«**AMEC**»	AMEC Overseas (Cyprus) Limited
«**Amersham**».....	Amersham Oil LLP
«**Договор приобретения Amersham**»	Договор купли-продажи от 19 мая 2014 между SEPOL AG и Кооперативом о приобретении Кооперативом всего выпущенного акционерного капитала Amersham за встречное вознаграждение 1,69 млн. евро
«**Устав**».....	устав Компании, который должен быть принят и вступить в силу с момента Допуска
«**Комитет по аудиту**»	комитет по аудиту в составе Совета директоров
«**Номинал**».....	имеет значение, указанное в пункте 10.2 Части 17 «*Дополнительная информация*»
«**Совет директоров**».....	совет директоров Компании в составе, действующем на соответствующий момент времени, включая любой его должным образом сформированный комитет
«**Закон о борьбе с взяточничеством**»	Закон Соединенного королевства «О борьбе с взяточничеством» 2010 г.
«**Соглашение по ЗК 2006 г.**».....	соглашение об урегулировании задолженности по Части 26 Закон о компаниях
«**Чинаревское месторождение**».....	Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение в Северо-Западном Казахстане
«**Кодекс Сити**»	Кодексом Сити по слияниям и поглощениям
«**Claremont**»	Claremont Holdings C.V. и его аффилиированные лица
«**Директор Claremont**».....	директор, выдвинутый в состав Совета директоров со

	стороны Claremont
«**Соглашение о взаимоотношениях с Claremont**»	соглашение о взаимоотношениях от 19 мая 2014 г. между Компанией и Claremont, которое, при условии Допуска, будет регулировать (частично) степень контроля, который Claremont и его аффилированные лица могут осуществлять в отношении руководства Компании, подробные данные о котором изложены в пункте 2 Части 10 «*Основные акционеры и сделки со связанными сторонами*»
«**Clearstream**»	Clearstream Banking S.A.
«**Общие доли участия**».....	общие доли участия, представляющие дробные части прав и обязательств всех Коммандитных партнеров в Товариществе
«**Закон о компаниях**».....	Закон Соединенного королевства «О компаниях» 2006 г., с изменениями и дополнениями
«**Компания**».....	Nostrum Oil & Gas plc
«**Компетентный орган**».....	Министерство нефти и газа Республики Казахстан
«**Закон о конкуренции**».....	Закон Казахстана «О конкуренции» от 25 декабря 2008 г.
«**Контролирующее юридическое лицо**».....	имеет значение, указанное в Части 8 «*Обзор отрасли и нормативного регулирования—Нормативное регулирование в Казахстане— Нормативные требования в отношении прав недропользования в Казахстане — Нормативные требования в отношении прав недропользования—Приоритетное право государства*»
«**Кооп**»	Nostrum Oil Coöperatief U.A. (новая промежуточная холдинговая компания Группы)
«**Сумма подписки Кооп**».....	рыночная капитализация Товарищества на момент завершения рабочего дня в дату Специального общего собрания
«**Кодекс корпоративного управления**».....	Кодекс корпоративного управления Соединенного королевства, опубликованный в сентябре 2012 года Советом по финансовой отчетности
«**Компенсационная нефть**».....	означает объем добытой сырой нефти, в отношении которой рыночная стоимость равна ежемесячным расходам Nostrum, которые подлежат вычету в соответствии с СРП.
«**КТК**»	Каспийский трубопроводный консорциум
«**CREST**»	соответствующая система (как определено в Правилах о бездокументарных ценных бумагах 2001 г. (SI 2001 № 3755), которая управляется Euroclear UK & Ireland Limited

«**Правила CREST**»	Правила о бездокументарных ценных бумагах 2001 г. (SI 2001 № 3755)
«**КГКЧС**»	Комитет по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Казахстана
«**Постановление 948**»	Постановление Правительства Республики Казахстан №948 от 19 июля 2012 «Об утверждении Правил определения цены сырого и товарного газа, приобретаемого национальным оператором в рамках преимущественного права государства»
«**Техсхема**».....	планы Группы будущих работ по бурению и строительству инфраструктуры, как более подробно описано в Части 7 «*Информация о Группе—Лицензии и разрешения на недропользование—Лицензия и СРП—Техсхема*»
«**Директора**»	директора Компании, имен которых указаны в пункте 1 «*Директора*» Части 9 «*Директора, старшее руководство и корпоративное управление*» настоящего Проспекта
«**Правила прозрачности и раскрытия информации**»	правила прозрачности и раскрытия информации УФКО, составляющие часть Руководства УФКО, с изменениями и дополнениями
«**EBIT**».....	прибыль до уплаты процентов и налогов
«**EBITDA**».....	прибыль до уплаты процентов, налогов, износа и амортизации
«**Постановление ЭП**».....	Постановление Правительства Казахстана (№ 1036) от 15 октября 2005 г. об утверждении перечня определенных нефтепродуктов, облагаемых экспортной пошлиной
«**Дата вступления в силу**»	дата, когда Схема вступает в силу, предположительно 18 ч. 00 мин. (по лондонскому времени) 18 июня 2014 года
«**Экологический кодекс**»	Экологический кодекс Республики Казахстан от 9 января 2007 г., с изменениями и дополнениями
«**ЕС**».....	Европейский союз, созданных на основании Римского договора и соглашений, вносящих в него изменения
Euroclear	Euroclear UK & Ireland Limited;
«**Закон о биржах**»	Закон США «О биржах» 1934 г., с изменениями и дополнениями
«**Существующие ценные бумаги**»....	Общие доли участия и ГДР
«**Существующие держатели ценных бумаг**»	держатели Существующих ценных бумаг
«**Кредитные договоры**»	означает Кредитный договор NOGGL и Кредитный

	договор PLC
«**УФКО**»	Управление Соединенного королевства по контролю за деятельностью финансовых организаций
«**ЗКЗР**»	Закон США «О коррупции за рубежом»
«**КФРФО**»	Комитет по контролю и надзору финансового рынка и финансовых организаций Национального банка Казахстана
«**ЗФУР**»	Закон Соединенного королевства «О финансовых услугах и рынках» 2000 г., с изменениями и дополнениями
«**Сумма подписки**»	имеет значение, указанное в пункте 4.3 Части 6 «*Информация о Схеме*»
«**Закон о газе**»	Закон Республики Казахстана «О газе и газоснабжении» № 532 IV от 9 января 2012 года
«**фунт стерлингов**» или «**£**»	фунт стерлингов
«**ГДР**»	глобальные депозитарные расписки, представляющие права на Общие доли участия Nostrum Oil & Gas LP
«**Листинг ГДР**»	Включение в стандартный сегмент листинга Официального котировального списка и допуск к торгам на Основном рынке Лондонской фондовой биржи
«**Генеральный партнер**»	NOGGL в качестве генерального партнера Товарищества
«**Критерий валового дохода**»	имеет значение, указанное в пункте 2.4 Части 16 «*Налогообложение*»
«**Группа**» **или** «**Nostrum**»	Nostrum Oil & Gas LP и его дочерние компании, а с момента Допуска - Nostrum Oil & Gas plc и ее дочерние компании
«**МСФО**»	Международные стандарты финансовой отчетности, принятые в ЕС
«**Внутрикорпоративный кредит**»	внутрикорпоративный кредит, который должен быть уплачен со стороны Zhaikmunai Netherlands B.V. Товариществу и сумма которого составляет 106 000 000 долларов США
«**Безотзывные обязательства**»	безотзывные обязательства проголосовать «за» изменение Договора о создании коммандитного товарищества и Схему, принятые на себя определенными Существующими держателями ценных бумаг перед Товариществом и Компанией
«**KASE**»	Казахстанская фондовая биржа
«**Допуск на KASE**»	включение всех Обыкновенных акций в третью категорию раздела «Акции» официального

	котировального списка KASE
«**Правительство Казахстана**»	правительство Республики Казахстан
«**Казахстан**».....	Республика Казахстан
«**ККСТ**».....	Казахстанская Каспийская Система Транспортировки
«**КПО**»	Karachaganak Petroleum Operations
«**KSS Global**»	KazStroyService Global B.V.
«**Директор от KSS Global**».....	директор, выдвинутый в Совет директоров со стороны KSS Global
«**Соглашение о взаимоотношениях с KSS Global**»....	соглашение о взаимоотношениях от 19 мая 2014 г. между Компанией и KSS Global, которое, при условии Допуска, будет регулировать (частично) степень контроля, который KSS Global и ее аффилированные лица могут осуществлять в отношении руководства Компании, подробные данные о котором изложены в пункте 3 Части 10 «*Основные акционеры и сделки со связанными сторонами*»
«**Киотский протокол**».....	Киотский протокол к Рамочной конвенции ООН об изменении климата
«**Лицензия**».....	Лицензия на недропользование в отношении Чинаревского месторождения, принадлежащая Держателю лицензии
«**Держатель лицензии**».....	ТОО «Жаикмунай»
«**Закон о лицензировании**».....	Закон Казахстана «О лицензировании», вступивший в силу 9 августа 2007 г.
«**Коммандитные партнеры**».....	коммандитные партнеры в Товариществе
«**Договор о создании коммандитного товарищества**»	договор о создании коммандитного товарищества в новой редакции в отношении Товарищества от 23 мая 2013 г.
«**Правила листинга**».....	Правила и нормативные акты, принятые УФКО в соответствии с Частью VI ЗФУР, с изменениями и дополнениями
«**Лондонская фондовая биржа**».....	London Stock Exchange plc
«**нижестоящие ПИИК**».....	имеет значение, указанное в пункте 2.4 Части 16 «*Налогообложение*»
«**Основной рынок**».....	основной рынок Лондонской фондовой биржи для ценных бумаг, прошедших процедуру листинга
«**МООС**».....	Министерство охраны окружающей среды Казахстана
«**МОСВД**»	Министерство окружающей среды и водных ресурсов Казахстана
«**МИНТ**».....	Министерство индустрии и новых технологий

	Казахстана
«Согласие МНГ»	Имеет значение, указанное в пункте 4.5 Части 6 *«Информация о Схеме»*
«НБК».....	Национальный банк Республики Казахстан
«НК КМГ»	АО «Национальная компания «КазМунайГаз», государственная нефтегазовая компания Казахстана
«Новый облигации 2019»	облигации на сумму 400 000 000 долл. США с процентной ставкой 6,375% и сроком погашения в 2019 году, выпущенные Nostrum
«Новые гарантии 2019»	совместные и раздельные гарантии Новых Гарантов 2019 в отношении Новых облигаций 2019
«Новые гаранты 2019»	Nostrum Oil & Gas LP и все его дочерние компании, кроме Нового эмитента 2019, и, начиная с момента Допуска, Nostrum Oil & Gas plc и его дочерние компании, кроме Нового Эмитента 2019
«Первоначальный эмитент Новых Облигаций 2019»	Nostrum Oil & Gas Finance B.V.
«Эмитент Новых облигаций 2019»	ТОО «Жаикмунай»
«Новый Закон о недрах».....	закон Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 24 июня 2010 г.
«NOGGL»	Nostrum Oil & Gas Group Limited
«Контрольный счета NOGGL»	имеет значение, указанное в пункте 12,4(c) Части 17 *«Дополнительная информация»*
«Кредитный договор NOGGL»	Кредитный договор от 20 мая 2014 года между NOGGL (действующая от своего имени) и ВТБ
«Комитет по назначениям».....	Комитет в составе Совета директоров, которые, *среди прочего*, отвечает за контроль за назначениями на должности в составе высшего руководства Группы
«Неамериканская валюта»	имеет значение, указанное в пункте 2.2 Части 16 «*Налогообложение*»
«Объекты».....	имеет значение, указанное в Части 8 «*Обзор отрасли и нормативного регулирования—Нормативное регулирование в Казахстане— Нормативные требования в отношении прав недропользования в Казахстане — Нормативные требования в отношении прав недропользования—Приоритетное право государства*»
«Официальный котировальный список».....	Официальный котировальный список УФКО
«Старый Закон о недрах».....	Закон Казахстана № 2828 «О недрах и недропользовании» от 27 января 1996 г.

«**Опцион**»	имеет значение, указанное в пункте 10.2 Части 17 «*Дополнительная информация*»
«**Держатель опциона**».....	имеет значение, указанное в пункте 10.2 Части 17 «*Дополнительная информация*»
«**Обыкновенные акции**»	обыкновенные акции номинальной стоимостью 0,01 фунта стерлингов каждая в капитале Компании
«**Иностранные лица**».....	Существующие держатели ценных бумаг, которые являются резидентами иных юрисдикций, кроме Соединенного королевства и острова Мэн, которые расположены в таким иных юрисдикциях или которые являются гражданами или подданными таких иных юрисдикций
«**пенс**»	пенс
«**Товарищество**»	Nostrum Oil & Gas LP, коммандитное товарищество по законодательству о-ва Мэн
«**Договор о работниках**».....	договор об оказании услуг от 1 января 2009 г. между Amersham и Nostrum, в соответствии с которым ряд работников оказывает свои услуги Группе
«**ПИИК**»	пассивная иностранная инвестиционная компания
«**План фантомного опциона**» или «**План**».....	опционная программа Товарищества
«**Контрольные счета PLC**»	имеет значение, указанное в пункте 12.4(b) Части 17 *«Дополнительная информация»*
«**Кредитный договор PLC**»	кредитный договор от 20 мая 2014 года между Компанией и ВТБ
«**ОПН**»	орган пруденциального надзора Великобритании
«Уведомление о предварительном допуске»	имеет значение, указанное в пункте 4,5 Части 6 *«Информация о Схеме»*
«**Probel**»	Probel Capital Management N.V.
«**Договор приобретения Probel**»	договор купли-продажи от 30 декабря 2013 года между ELETABurgerlijke Maatschap, Петра Ной, Фрэнком Монстрей и Кооперативом, согласно которому Кооператив приобрел весь выпущенный акционерный капитал Probel
«**Договор об оказании услуг Probel**»	договор об оказании услуг от 27 марта 2007 г. между Probel и Nostrum, в соответствии с которым руководители старшего звена оказывают свои услуги Nostrum
«**Прибыльная нефть**»	разница между Компенсационной нефтью и общим объемом сырой нефти, добываемой ежемесячно Nostrum
«**Prolag**»	Prolag BVBA
«**Договор об оказании услуг**	договор об оказании услуг от 27 марта 2007 г. между

Prolag»	Prolag и Nostrum, в соответствии с которым Prolag согласился оказывать некоторые коммерческие, маркетинговые и иные услуги Nostrum
«**Директива о проспектах**»	означает Директиву № 2003/71/ЕС с учетом изменений, внесенных в нее на основании Директивы о внесении изменения в Директиву о проспектах 2010 г., и любые соответствующие нормативные акты, на основании которых ее положения реализуются в законодательстве каждого Соответствующего государства-участника
«**Правила составления проспектов**».....	правила составления проспектов, принятые УФКО в соответствии с Частью VI ЗФУР
«**Проспект**»	настоящий документ
«**СРП**»	Соглашение о разделе продукции между Nostrum и Республикой Казахстан в отношении Чинаревского месторождения
«**Доверенность**»	форма доверенности, по которой держатели ГДР могут назначать представителей для участия в голосовании по вопросу об одобрении Схемы от их имени
«**Закон о СРП**»	Закон Казахстана № 68 III «О соглашениях (контрактах) о разделе продукции при проведении нефтяных операций на море» от 8 июля 2005 г.
«**Подлежащие выкупу акции**».....	имеет значение, указанное в пункте 2.5 Части 17 «*Дополнительная информация*»
«**Сокращение капитала**».....	имеет значение, указанное в пункте 3.2 Части 6 «*Информация о Схеме*»
«**Регистратор**»	Capita Registrars Limited
«**Соглашения о взаимоотношениях**».....	Соглашение о взаимоотношениях с Claremont и Соглашение о взаимоотношениях с KSS Global, данные которых приведены в пунктах 2 и 3 Части 10 «*Основные акционеры и сделки со связанными сторонами*»
«**Комитет по вознаграждениям**»	комитет Совета директоров, который, среди прочего, определяет размер вознаграждения и условий найма Исполнительных директоров
«**Реорганизация**»	реорганизация Группы, проведенная в соответствии с Договором об осуществлении схемы, данные котором приведены в Части 6 «*Информация о Схеме*»
«Отказ от права РК»	имеет значение, указанное в разделе 4,5 Части 6 *«Информация о Схеме»*
«**Правило 144А**».....	Правило 144А по Закону о ценных бумагах
«**Информационное письмо**»	имеет значение, указанное в пункте 2.4 Части 16 «*Налогообложение*»
«**Ryder Scott**» или «**Компетентное лицо**».....	Ryder Scott Company L.P.

«**ГКРМ**».....	Государственный комитет по разработке месторождений
«**Схема**».....	введение Компании в качестве новой холдинговой компании группы и Допуск
«**Документ о Схеме**».....	документ, в котором описывается Схема и который предоставляется держателям Общих долей участия и ГДР
«**Договор об осуществлении схемы**».....	договор об осуществлении Схемы, заключенный Компанией, Кооп, Товариществом, Генеральным партнером и ВТБ
«**Дата Регистрации Схемы**»	дата Времени Регистрации Схемы
«**Время Регистрации Схемы**»	17 ч. 00 мин. 17 июня 2014 г. или в такую иную дату, которая может быть сообщена Товариществом путем опубликования объявления через Службу нормативно-справочной информации
«**ГССБЦ**»	означает гербовый сбор со сделок с бездокументарными ценными бумагами
«**КЦБ**».....	Комиссия по ценным бумагам и биржам США
«**Закон о ценных бумагах**».....	Закон США «О ценных бумагах» 1933 г., с изменениями и дополнениями
«**Акционер**»	любой владелец Обыкновенных акций
«**Сумма подписки Особого коммандитного партнера**»	106 000 000 долларов США
«**ОИН**»	Общество инженеров-нефтяников
«**Специальное общее собрание**»	специальное общее собрание Коммандитных партнеров Товарищества, созванное для одобрения Схемы (среди прочих вопросов)
«**Доля Особого коммандитного партнера**»	новый класс долей с преимущественным правом на получение выплат из дохода и капитала Товарищества
«**Спонсор**» или «**Deutsche Bank**»	Deutsche Bank AG, лондонское отделение
«**Спонсорское соглашение**».....	спонсорское соглашение от 20 мая 2014 г. между Компанией, Товариществом и Спонсором
«Приоритетное право государства»	приоритетное право казахстанского государства в связи с любой передачей права недропользования и/или акций или долей участия в юридических лицах, обладающих правом недропользования, а также любая передача акций или долей участия в юридическом лице, которое имеет возможность прямо или косвенно оказывать влияние или определять решения, принимаемые недропользователем решения, если у данного юридического лица основная деятельность связана с недропользованием в Республике Казахстан

«**Подписные акции**».....	имеет значение, указанное в пункте 2.5 Части 17 «*Дополнительная информация*»
«**Существующие опционы**».....	опционы, относящиеся к 2 762 348 ГДР по Программе фантомных опционов, которые находятся в обращении на дату настоящего Проспекта
«**Контракты на недропользование**»	контракты на недропользование в отношении Ростошинского, Дарьинского и Южно-Гремячинского месторождений
«**Предложение о приобретении**».....	предложение о поглощении, адресованное Компании, сделанное в соответствии с Кодексом Сити
«**Акции предложения о приобретении**».....	имеет значение, указанное в пункте 4 Части 9 «*Директора, старшее руководство и корпоративное управление*»
«**ТШО**»	ТОО «Тенгизшевройл»
«**Закон о магистральных трубопроводах**».....	Закон республики Казахстан «О магистральных трубопроводах» № 20-V от 22 июня 2012 года
«**Тенге**» или «**KZT**»	Тенге, официальная денежная единица Республики Казахстан на настоящее время
«**Фонд**».....	фонд Nostrum Employee Benefit Trust
«**Доверительный управляющий**»	Ogier Employee Benefit Trustee Limited, компания, которая является независимой от Компании и не связана с Компанией, выступающая в качестве доверительного управляющего фонда Nostrum Employee Benefit Trust
«**СК**».....	Соединенное королевство Великобритании и Северной Ирландии
«**Соединенные Штаты**» или «**США**	Соединенные Штаты Америки
«**СССР**» или «**Советский Союз**»	Союз Советских Социалистических Республик
«**долл. США**» или «**$**».....	доллары США
«**ВТБ**»	VTB Capital plc
«**Водный кодекс**»	Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 г. № 481
«**Разрешение на водопользование**» или «**РВП**».....	разрешение на водопользование, выданное Группе 28 августа 2008 года, действительное до августа 2030 года
«**ВНС**».....	Всемирный нефтяной совет

ГЛОССАРИЙ

«**2D сейсмическая разведка**».....	геофизические данные, которые изображают карту подземного рельефа в двух измерениях
«**3D сейсмическая разведка**».....	геофизические данные, которые изображают карту подземного рельефа в трех измерениях. 3D сейсмическая разведка обычно предоставляет более подробную и точную расшифровку подземного рельефа, чем 2D сейсмическая разведка
«**ААГН**».....	Американская ассоциация геологов-нефтяников
«**залежь**».....	отдельное образование подвижного углеводорода. Через известную залежь (в которой определено наличие запасов или условных ресурсов) должна проходить скважина
«**АНИ**»	Американский нефтяной институт
«**оценочная скважина**».....	Скважина, пробуренная с целью оценки характеристик (таких как скорость потока, объемы) доказанной углеводородной залежи
«**баррель**» или «**барр**»	баррель в стандартных условиях, стандартная единица объема для нефти, конденсата и газоконденсатных жидкостей, которая составляет 42 галлона США
«**блок**».....	участок на лицензионной территории, включающий одну или более лицензий
«**бнэ**»	баррели нефтяного эквивалента
«**барр./сут**»	баррелей нефти в сутки
«**бнэ/сут**».....	баррелей нефтяного эквивалента в сутки
«**Brent**».....	Определенная марка сырой нефти, представляющая собой легкую, сладкую нефть, добываемую в Северном море, большая часть которой проходит переработку в Северо-Западной Европе. Brent является эталонной нефтью.
«**условные ресурсы**»	количество углеводородов, по оценкам потенциально извлекаемое на определенную дату из известных залежей в результате реализации проектов разработки, но которое в настоящее время не считается возможным для извлечения в промышленных масштабах по причине одного или нескольких непредвиденных обстоятельств
«**сырая нефть**»	неочищенная нефть
«**ИПП**».....	испытание пласта пластоиспытателем
«**РПО**».....	разрешение природоохранных органов
«**разведочная скважина**»	Скважина, пробуренная для поиска углеводородов на участке недоказанных запасов, или для существенного углубления известного нефтяного резервуара или

резервуара природного газа

«**месторождение**»	участок, состоящий из одного или нескольких резервуаров, сгруппированных или относящихся к одной отдельной геологической особенности строения и/или стратиграфическому состоянию
«**формация**»	тело породы, имеющее достаточное количество отличительных свойств и достаточно непрерывное, так что оно может быть картировано
«**валовые запасы**»	общий оцененный объем углеводородов, который будет добыт с месторождения
«**углеводороды**»	соединения, образуемые преимущественно из водорода и углерода, которые могут находиться в твердом, жидком и газообразном состоянии
«**км**»	километр
«**кв.км.**»	квадратный километр
«**м**»	метр
«**млн. бнэ**»	миллионы баррелей в нефтяном эквиваленте
«**млн.куб.фут.**»	газа в миллионах кубических футов
«**эффективная мощность**»	Эффективная мощность представляет собой часть резервуара, содержащую нефтегазовые запасы, которые, как предполагается, могут быть извлечены в промышленных масштабах
«**ОПЕК**»	Организация стран экспортеров нефти
«**нефтегазоносная система**»	геологические составляющие и процессы, необходимые для создания и хранения углеводородов, включая материнскую породу, путь миграции, породу резервуара, ловушку и покрышку. Поисково-разведочные объекты обычно образуются в бассейнах или регионах, в которых есть некоторая вероятность существования полной нефтегазоносной системы
«**возможные запасы**»	те недоказанные запасы, вероятность извлечения которых, как показывает анализ геофизических и инженерных данных, меньше, чем у вероятных запасов
«**вероятные запасы**»	это те недоказанные запасы, вероятность извлечения которых, как показывает анализ геофизических и инженерных данных, меньше, чем у доказанных запасов, но больше, чем у возможных запасов
«**добыча**»	совокупное количество углеводородного сырья, добытое на определенную дату
«**эксплуатационная скважина**»	скважина, пробуренная для добычи нефти или газа с доказанного нефтегазового месторождения. Эксплуатационные скважины могут использоваться как

для извлечения углеводородов, так и для закачки воды или газа в резервуар для повышения добычи

«**поисково-разведочные объекты**»... проект, связанный с потенциальной залежью, которая достаточно хорошо выражена, чтобы представлять собой пригодный для бурения объект

«**перспективные ресурсы**»..... количество нефти, оцененное на определенную дату как потенциально извлекаемое из необнаруженных залежей

«**доказанные запасы**» ..... то количество углеводородов, которое, исходя из анализа геологических и инженерных данных, может быть с достаточной достоверностью оценено как поддающееся извлечению в промышленных масштабах из известных резервуаров, начиная с определенной даты, при действующих экономических условиях, способах разработки и государственном регулировании

«**резервуар**»..... подземное тело породы, имеющее достаточную пористость и проницаемость для хранения и пропускания жидкостей. Резервуар является самым важным составляющим элементом полной нефтегазоносной системы

«**сейсмическая разведка**»..... метод, при котором изображение недр создается путем генерирования ударных волн и анализа их отражения от каменных пластов. Такие разведки проводятся в двухмерной или трехмерной форме

«**ОИН-СУУР**»..... Система управления углеводородными ресурсами Общества инженеров-нефтяников, Всемирного нефтяного совета, Американской ассоциации геологов-нефтяников и Ассоциации инженеров по подсчету запасов нефти

«**АИПЗН**» ..... Ассоциация инженеров по подсчету запасов нефти

«**разведка и добыча**»..... деятельность, относящаяся к разведке, оценке, разработке и извлечению сырой нефти, конденсата и газа

«**Urals**» ..... эталон российской сырой нефти (используемый в качестве основания для ценообразования в отношении смеси российской отгружаемой нефти), которая торгуется с дисконтом по отношению к сырой нефти марки Brent, международной эталонной нефтяной смеси

Пронумеровано, прошито
387 листа (-ов)

