ЧИЗРАЙТС

Н.П. Реди
Р.М. Кэмпбелл
Дж.Б. Бургесс
Э. Гардинер
А.Дж. Клоде
И.А. Роджерс

_____

А. Графтон
Л.Н. Хайд-Ваамонде

ВСЕМ, КОМУ ПРЕДНАЗНАЧЕН НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ, я, ЭДВАРД ГАРДИНЕР, из района Лондонского Сити, Англия, НОТАРИУС, должным образом назначенный, приведенный к присяге королевской властью, и обладающий правом практиковать в Англии и Уэльсе, НАСТОЯЩИМ УДОСТОВЕРЯЮ подлинность подписи на разрешении, приведенном в прилагаемом документе, причем данная подпись является подлинной подписью КАРИН ВАЛЬДА, работника ЛИСТИНГОВОГО ОРГАНА ВЕЛИКОБРИТАНИИ, являющегося уполномоченным органом УПРАВЛЕНИЯ ПО ФИНАНСОВЫМ УСЛУГАМ в г. Лондоне, Англия, и как таковая названная Карин Вальда является надлежащим работником для выдачи такого разрешения.

В УДОСТОВЕРЕНИЕ ЧЕГО я, названный нотариус, подписал своей подписью и скрепил своей гербовой печатью настоящий документ в г. Лондоне, Англия, сего десятого дня ноября две тысячи десятого года.

[подпись]
[печать]

Эл. почта: notary@cheesrights.co.uk www.cheesrights.co.uk

Бэнксайд Хаус, 107, Лиденхолл Стрит
Лондон EC3A 4AF
Тел.: 020 7623 9477 Факс: 020 7623 5428
DX 627 / Лондонский Сити EC3

Кэнари Уорф Офис
Тел.: 020 7712 1565

Регулируется Управлением Церковного Права Архиепископа Кентерберийского

АПОСТИЛЬ
(Гаагская конвенция от 5 октября 1961 года)

СОЕДИНЕННОЕ КОРОЛЕВСТВО ВЕЛИКОБРИТАНИИ И СЕВЕРНОЙ ИРЛАНДИИ

1. Страна: Соединенное Королевство Великобритании и Северной Ирландии
   Настоящий официальный документ
2. был подписан **Эдвардом Гардинером**
3. действующим в качестве **Нотариуса**
4. скреплен печатью/штампом **названного Нотариуса**

Удостоверено

5. в г. Лондоне 6. **10-го ноября 2010 года**
7. Генеральным Государственным Секретарем Ее Величества по Иностранным Делам и Делам Содружества
8. Номер **I 686540**
9. Печать: 10. Подпись: **Дж. Кейси**
   [подпись]

От имени Государственного Секретаря
Печать: Министерство Иностранных Дел и Дел Содружества Великобритании.

Если данный документ используется в стране, не являющейся участницей Гаагской конвенции от 5 октября 1961 года, то его следует представить в консульский отдел миссии, представляющей такую страну.

Свидетельство о легализации или апостиль подтверждает только то, что подпись, печать или штамп на документе являются подлинными. Это не означает, что документ является верным или что Министерство иностранных дел и дел содружества утверждает его содержание.

ВАЖНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

ПРИМЕЧАНИЕ: Перед тем, как ознакомиться с настоящим документом, внимательно прочтите следующую информацию, относящуюся к настоящему Базовому проспекту, текст которого начинается со следующей страницы. Соответственно, рекомендуем внимательно прочитать приведенную здесь информацию до того, как начать изучение настоящего Базового проспекта, осуществить к нему доступ или использовать его каким-либо иным образом. При доступе к настоящему Базовому проспекту Вы обязуетесь соблюдать нижеуказанные условия, включая любые вносимые в них изменения, в каждом случае получения Вами от нас какой-либо информации в результате такого доступа.

НИЧТО В НАСТОЯЩЕМ ЭЛЕКТРОННОМ СООБЩЕНИИ НЕ ЯВЛЯЕТСЯ ПРЕДЛОЖЕНИЕМ О ПРОДАЖЕ ЦЕННЫХ БУМАГ В КАКОЙ-ЛИБО ЮРИСДИКЦИИ, ГДЕ ТАКИЕ ДЕЙСТВИЯ ЯВЛЯЮТСЯ НЕЗАКОННЫМИ. ЦЕННЫЕ БУМАГИ НЕ БЫЛИ И НЕ БУДУТ ЗАРЕГИСТРИРОВАНЫ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОМ США О ЦЕННЫХ БУМАГАХ 1933 ГОДА В ИЗМЕНЁННОЙ РЕДАКЦИИ (ДАЛЕЕ – «ЗАКОН О ЦЕННЫХ БУМАГАХ») ИЛИ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ КАКОГО-ЛИБО ШТАТА США ИЛИ ИНОЙ ЮРИСДИКЦИИ; ТАКЖЕ НЕ ДОПУСКАЕТСЯ ПРЕДЛОЖЕНИЕ ИЛИ ПРОДАЖА ЦЕННЫХ БУМАГ НА ТЕРРИТОРИИ США ИЛИ ЗА СЧЕТ, ОТ ИМЕНИ ИЛИ В ИНТЕРЕСАХ ЛИЦ США (КАК ОПРЕДЕЛЕНО В ПОЛОЖЕНИИ S СОГЛАСНО ЗАКОНУ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ), КРОМЕ СЛУЧАЕВ ОСВОБОЖДЕНИЯ ОТ ТРЕБОВАНИЙ ПО РЕГИСТРАЦИИ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ ЗАКОНОМ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ И ПРИМЕНИМЫМ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ ДРУГИХ ЮРИСДИКЦИЙ, ИЛИ В СДЕЛКАХ, К КОТОРЫМ ТАКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НЕ ПРИМЕНЯЮТСЯ.

ПЕРЕСЫЛКА ИЛИ РАСПРОСТРАНЕНИЕ БАЗОВОГО ПРОСПЕКТА КАКИМ-ЛИБО ИНЫМ ЛИЦАМ И ЕГО ВОСПРОИЗВЕДЕНИЕ В КАКОЙ БЫ ТО НИ БЫЛО ФОРМЕ НЕ ДОПУСКАЮТСЯ, И ЛЮБАЯ ПЕРЕСЫЛКА, РАСПРОСТРАНЕНИЕ ИЛИ ВОСПРОИЗВЕДЕНИЕ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА ПОЛНОСТЬЮ ИЛИ ЧАСТИЧНО ЗАПРЕЩАЮТСЯ. НЕСОБЛЮДЕНИЕ НАСТОЯЩЕГО ТРЕБОВАНИЯ МОЖЕТ ПРИВЕСТИ К НАРУШЕНИЮ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ ИЛИ ПРИМЕНИМОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА ДРУГИХ ЮРИСДИКЦИЙ.

Подтверждение Вашего Заверения: Для получения права изучать Базовый проспект или принимать инвестиционное решение в отношении предлагаемых ценных бумаг инвесторы должны быть либо (1) квалифицированными институциональными покупателями (Qualified Institutional Buyers) (далее – «**QIB**») (в значении, предусмотренном Правилом 144A согласно Закону о ценных бумагах), либо (2) лицами, не являющимися лицами США (в значении, предусмотренном Положением S согласно Закону о ценных бумагах), находящимися за пределами США. Базовый проспект направляется Вам по Вашему требованию, и в случае принятия электронного сообщения и получения доступа к Базовому проспекту считается, что Вы предоставили нам заверение о том, что (1) Вы (или, если Вы действуете за счет другого лица, такое лицо является) являетесь либо (a) QIB, либо (b) лицом, не являющимся лицом США, и что адрес электронной почты, который Вы нам предоставили и по которому был направлен Базовый проспект (или, если Вы действуете за счет другого лица, что такое лицо) находится за пределами США, и (2) Вы предоставили (или, если Вы действуете за счет другого лица, такое лицо предоставило) согласие на передачу Базового проспекта посредством электронных средств связи.

Напоминаем, что Базовый проспект направлен Вам на том основании, что Вы являетесь лицом, которому настоящий Базовый проспект может быть передан законным образом в соответствии с законодательством той юрисдикции, в которой Вы находитесь, при этом Вы не можете и Вам не разрешается передавать настоящий Базовый проспект каким-либо иным лицам.

Материалы, связанные с выпуском ценных бумаг, не являются предложением или приглашением к приобретению и не должны использоваться в связи с такими предложениями или приглашением к приобретению, в каком бы то ни было месте, где такие предложения или приглашения к приобретению не разрешены законом. Если в какой-либо юрисдикции требуется,

чтобы предложение было сделано лицензированным брокером или дилером, и если гаранты размещения выпуска или любое аффилированное лицо гарантов размещения выпуска являются лицензированными брокерами или дилерами в такой юрисдикции, предложение считается сделанным гарантом размещения выпуска либо таким аффилированным лицом от имени АО «Национальная компания «КазМунайГаз» (JSC National Company KazMunaiGas) или «**KazMunaiGaz Finance Sub B.V.**» (в зависимости от ситуации) в такой юрисдикции.

Настоящий Базовый проспект направлен Вам в электронной форме. Напоминаем, что переданные таким образом документы могут быть изменены в процессе электронной передачи данных, и, следовательно, никто из Дилеров (как определено в Базовом проспекте), ни какое-либо контролирующие их лицо, ни кто-либо из их директоров, должностных лиц, работников или агентов или аффилированных лиц любого такого лица не принимают на себя какой-либо ответственности или обязательства какого-либо характера в отношении каких-либо несоответствий между Базовым проспектом, предоставленным Вам в электронной форме или на бумажном носителе, который может быть направлен Вам по требованию любым таким Дилером.

«KazMunaiGas Finance Sub B.V.»

(компания с ограниченной ответственностью, зарегистрированная в соответствии с законодательством Нидерландов)

АО «Национальная компания «КазМунайГаз»

(акционерное общество, зарегистрированное в соответствии с законодательством

Республики Казахстан)

Программа выпуска среднесрочных Глобальных Облигаций на сумму 7 500 000 000 долларов США

АО «Национальная компания «КазМунайГаз», акционерное общество, зарегистрированное в соответствии с законодательством Республики Казахстан (далее – **Компания**), и «KazMunaiGaz Finance Sub B.V.», компания с ограниченной ответственностью, зарегистрированная в соответствии с законодательством Нидерландов («**KMG Finance**»), учредили Программу выпуска среднесрочных глобальных облигаций на сумму 7,5 млрд. (7 500 000 000) долларов США (далее – **Программа**), по которой Компания или «KMG Finance Sub B.V.», в зависимости от обстоятельств, (далее – **Эмитент**) вправе периодически выпускать облигации (далее – **Облигации**), номинированные в любой валюте, по согласованию между соответствующим Эмитентом и соответствующим Дилером (Дилерами) (как определено ниже). Облигации будут создаваться на основании и в их отношении будут действовать условия исправленного и утверждённого трастового договора от 1 ноября 2010 года (с учетом дополнений, изменений или новых редакций, которые могут быть внесены или приняты в будущем – **Трастовый договор**), заключенного между KMG Finance Компанией, KMG Finance и «Citigroup Trustee Company Limited» (далее – **Трастовый управляющий**, при этом данный термин включает любого трастового управляющего, являющегося правопреемником по Трастовому договору).

В случае если KMG Finance действует как Эмитент Облигаций в соответствии с Программой, выплата всех сумм, причитающихся KMG Finance от таких облигаций, безоговорочно и неизменно гарантируется Компанией (в этом качестве далее – **Гарантом**) в соответствии с гарантией (далее – **Гарантией**) в Трастовом договоре.

Настоящий Базовый проспект заменяет собой настоящий Базовый проспект, относящийся к Программе, от 15 апреля 2010 года.

Заявка направлена (i) в Управление по регулированию и надзору финансовых услуг (в этом качестве далее - **Комиссия Великобритании по листингу**), действующее в качестве компетентного органа в соответствии с Законом о финансовых услугах и рынках 2000 года с изменениями и дополнениями (далее – **FSMA**) на включение Облигаций, выпущенных в рамках Программы в течение двенадцати месяцев с даты настоящего Базового проспекта, в официальный список Комиссии Великобритании по листингу (далее – **Официальный список**), а также (ii) на Лондонскую фондовую биржу (London Stock Exchange plc) (далее – **Лондонская фондовая биржа**) на допуск таких Облигаций к торгам на Организованном рынке Лондонской фондовой биржи (далее – **Организованный рынок**). Ссылки в настоящем Базовом проспекте на Облигации, включенные в «список» (и все соответствующие ссылки), означают, что такие Облигации включены в Официальный список и допущены к торгам на Организованном рынке. «Организованный рынок» означает организованный рынок для целей Директивы 2004/39/ЕС (далее – Директива о рынках финансовых инструментов). Уведомление о совокупной номинальной стоимости Облигаций, вознаграждении (если применимо), выплачиваемом по ним, цене выпуска, а также о любых иных положениях и условиях, не содержащихся в настоящем Базовом проспекте, которые применяются к каждому Траншу (как определено ниже) Облигаций, будут изложены в окончательных условиях (далее – **Окончательные Условия**), которые относятся к Облигациям, подлежащим включению в

Официальный список и допуску к торгам на Лондонской фондовой бирже, и будут направлены в Комиссию Великобритании по листингу и на Лондонскую фондовую биржу до даты выпуска Облигаций такого транша включительно. Кроме того, при отсутствии другой договорённости с соответствующим Дилером(-ами) (как определено ниже) или при отсутствии в Окончательных Условиях, Компания синициирует определение всех выпущенных, в соответствии с Программой, Компанией Облигаций в категорию долговых ценных бумаг с рейтингом в официальном списке Казахстанской Биржи («**KASE**») с даты (включая) выпуска соответствующей Облигации (далее – «**Дата Выпуска**»), а также Компания приложит все усилия для того, чтобы Облигации, выпущенные KMG Finance, были листингованы на KASE. Ни Компания, ни KMG Finance не могут предоставить гарантии того, что Облигации будут допущены до листинга. Кроме того, ни одна Облигация, выпущенная Компанией, не может быть выпущена или размещена на торги без предварительного согласия Агентства Республики Казахстан по Регулированию и Надзору Финансовых Рынков и Финансовых Организаций («**FMSA**»).

В рамках Программы также допускается выпуск KMG Finance нелистинговых Облигаций или Облигаций, включаемых в списки каких-либо иных или дополнительных органов по листингу, фондовых бирж или систем котировок по согласованию между Эмитентом, совместно, если применимо, с Компанией и соответствующим(и) Дилером(-ами).

Факторы, которые могут повлиять на способность Компании и KMG Finance выполнить свои обязательства, предусмотренные Программой, а также факторы, которые являются существенными для оценки рисков, связанных с Облигациями, выпущенными в рамках Программы, изложены в разделе «Факторы риска», начиная со страницы 21.

Ни Облигации, ни Гарантия не зарегистрированы и не будут регистрироваться в соответствии с Законом США о ценных бумагах 1933 года с дополнениями и изменениями (далее – **Закон о ценных бумагах**). С учетом определенных исключений, предложение, продажа или поставка Облигаций на территории Соединенных Штатов или лицам США не допускается. Предложение и продажа Облигаций допускаются (i) на территории Соединенных Штатов Америки квалифицированным институциональным покупателям (далее – **QIB**) (как определено в Правиле 144A Закона о ценных бумагах (далее – **Правило 144A**), которые также являются квалифицированными приобретателями (далее – **QP**), как определено в Разделе 2(a)(51) Закона США об инвестиционных компаниях 1940 года с изменениями и дополнениями (далее – **Закон об инвестиционных компаниях**) с учетом освобождения от регистрации, предусмотренного Правилом 144A (далее – **Облигации, регулируемые Правилом 144A**), и (ii) за пределами Соединенных Штатов лицам, не являющимся лицами США, при осуществлении оффшорных операций на основании требований Положения S (далее – **Положение S**) согласно Закону о ценных бумагах (далее – **Облигации, регулируемые Положением S**, а совместно с Облигациями, регулируемыми Правилом 144A – **Облигации**). Потенциальные приобретатели настоящим уведомляются о том, что продавцы Облигаций могут воспользоваться освобождением от требований Раздела 5 Закона о ценных бумагах, предусмотренным Правилом 144A.

Минимальная номинальная стоимость любых Облигаций, выпускаемых в рамках Программы, составляет 50 000 евро (или эквивалентную сумму в любой иной валюте на дату выпуска соответствующих Облигаций).

Соорганизаторы

Credit Suisse **The Royal Bank of Scotland** **UBS Investment Bank**

Дилеры

Credit Suisse **The Royal Bank of Scotland** **UBS Investment Bank**

Казахстанские Соорганизаторы и Дилеры

Halyk Finance **Visor Capital**

ДАТА НАСТОЯЩЕГО БАЗОВОГО ПРОСПЕКТА – 1 НОЯБРЯ 2010 Г.

Настоящий Базовый проспект должен рассматриваться и толковаться совместно с любыми дополнениями к нему, а в отношении любого Транша Облигаций должен рассматриваться и толковаться совместно с соответствующими Окончательными условиями. Настоящий Базовый проспект представляет собой базовый проспект для целей статьи 5.4 Директивы 2003/71/ЕС (далее – **Директива о проспектах выпуска ценных бумаг**).

С учетом вышеуказанного требования и в соответствии со всеми применимыми требованиями законодательства, регулятивными требованиями и/или требованиями центрального банка, номинальная стоимость выпускаемых Облигаций указывается в соответствующих Окончательных условиях.

Облигации могут выпускаться на непрерывной основе для одного или нескольких Дилеров, указанных в разделе *«Общее описание Программы»*, и для любого дополнительного Дилера или Дилеров (далее каждый в отдельности – **Дилер**, а совместно – **Дилеры**), время от времени назначаемых в рамках Программы Эмитентом и Гарантом на постоянной основе или в связи с конкретным выпуском Облигаций. Ссылки в настоящем Базовом проспекте на «соответствующего Дилера» или «соответствующих Дилеров» в отношении выпуска какого-либо отдельного Транша Облигаций являются ссылками на Дилера или Дилеров, предоставивших согласие на подписку на этот конкретный Транш Облигаций.

Никакие лица не уполномочены предоставлять какую-либо информацию или делать какие-либо заверения, не содержащиеся в настоящем Базовом проспекте или любом ином документе, заключенном в связи с Программой, или противоречащие настоящему Базовому проспекту или такому документу, или любой информации, предоставленной KMG Finance или Гарантом, или иной общедоступной информации, а в случае предоставления, такая информация и заверения не должны рассматриваться как предоставленные с разрешения KMG Finance, Гаранта, Трастового управляющего или какого-либо Дилера.

Ни настоящий Базовый проспект, ни какая-либо иная информация, предоставленная в связи с Программой или какими-либо Облигациями, (i) не являются основанием для какой-либо кредитной или иной оценки и (ii) не должны рассматриваться в качестве рекомендации KMG Finance, Гаранта, Дилеров или Трастового управляющего для любых получателей настоящего Базового проспекта или для получателей любой информации, предоставленной в связи с Программой или любыми Облигациями, приобрести какие-либо Облигации. Каждый инвестор, рассматривающий возможность приобретения каких-либо Облигаций, должен провести самостоятельное независимое исследование финансового состояния и деятельности KMG Finance и Гаранта и свою собственную оценку их кредитоспособности. Ни настоящий Базовый проспект, ни какая-либо иная информация, предоставленная в связи с Программой или выпуском каких-либо Облигаций, не являются предложением или приглашением, полученным от KMG Finance, Гаранта, кого-либо из Дилеров или от Трастового управляющего или от их имени, какому-либо лицу на подписку или приобретение каких-либо Облигаций в любой юрисдикции, где такое предложение или приглашение запрещено.

Никакие заверения или гарантии не предоставлены и не подразумеваются Дилерами, Трастовым управляющим или любыми из их соответствующих аффилированных лиц, равно как ни один из Дилеров, Трастовый управляющий или кто-либо из их соответствующих аффилированных лиц не предоставляет каких-либо заверений или гарантий и не принимает какой-либо ответственности в отношении достоверности или полноты информации, содержащейся в настоящем Базовом проспекте. Ни при каких обстоятельствах вручение настоящего Базового проспекта или каких-либо Окончательных условий, равно как и предложение, продажа или поставка любых Облигаций не дают каких-либо оснований подразумевать, что содержащаяся в настоящем Базовом проспекте информация остается верной после даты настоящего Базового проспекта или после даты внесения в настоящий Базовый проспект последних изменений или дополнений, или что отсутствуют какие-либо неблагоприятные изменения или какие-либо события, которые с разумной степенью вероятности могут вызвать какое-либо неблагоприятное изменение в положении (финансовом или ином) KMG Finance или Гаранта после даты такого изменения, или если позже – после даты внесения в настоящий Базовый проспект последних изменений или дополнений, или что

какая-либо иная информация, предоставленная в связи с Программой, является верной в любой момент после даты предоставления такой информации, или в случае иной даты – после даты, указанной на содержащем такую информацию документе.

Кроме того, ни KMG Finance, ни Гарант, ни Дилеры, ни Трастовый управляющий не делают никаких заявлений о налоговом режиме, применимом в отношении платежей или сумм, полученных любым Держателем Облигаций в связи с какими-либо Облигациями. Каждый инвестор, рассматривающий возможность приобретения Облигаций в рамках Программы, должен обратиться за соответствующей налоговой или иной профессиональной консультацией, которую он считает необходимой для указанной цели.

В определенных юрисдикциях могут действовать установленные законом ограничения по распространению настоящего Базового проспекта, любых дополнений к нему или любых Окончательных условий, а также ограничения по предложению, продаже и поставке Облигаций. Лица, которым передается настоящий Базовый проспект, любые дополнения к нему или любые Окончательные условия, обязаны, по требованию KMG Finance, Гаранта и Дилеров, ознакомиться с такими ограничениями и соблюдать их. Описание некоторых ограничений по предложению, продаже и поставке Облигаций, по распространению настоящего Базового проспекта, любых дополнений к нему или любых Окончательных условий, а также по иным материалам, связанным с предложением Облигаций, содержится в разделе *«Подписка и продажа»* и *«Ограничения по передаче»*.

Распространение настоящего Базового проспекта среди лиц в Великобритании допускается только в тех случаях, когда не применяются положения раздела 21(1) Закона о финансовых услугах и рынках 2000 года.

Настоящий Базовый проспект подготовлен исходя из того, что, кроме случаев, когда применяются положения статьи (ii) ниже, любое предложение Облигаций в любой стране-участнице Европейской Экономической Зоны, в которой действует Директива о проспектах выпуска ценных бумаг (далее каждая в отдельности – **Соответствующая страна-участница**), будет осуществляться с учетом освобождения от требования публиковать проспект выпуска Облигаций, предусмотренного Директивой о проспектах выпуска ценных бумаг, в порядке, действующем в такой Соответствующей стране-участнице. Соответственно, любое лицо, предлагающее Облигации или планирующее их предложение в такой Соответствующей стране-участнице в рамках выпуска, предусмотренного в настоящем Базовом проспекте, с приложением каких-либо Окончательных условий в связи с предложением таких Облигаций, вправе осуществить такой выпуск только при условии, (i) что у KMG Finance, Компании или какого-либо Дилера не возникает обязательства опубликовать проспект в соответствии со статьей 3 Директивы о проспектах выпуска ценных бумаг или обязательства внести дополнения в проспект в соответствии со статьей 16 Директивы о проспектах выпуска ценных бумаг, в каждом случае в связи с таким предложением, или (ii) что базовый проспект по такому выпуску утвержден компетентным органом в такой Соответствующей стране-участнице или, если применимо, утвержден в другой Соответствующей стране-участнице, с направлением уведомления в компетентный орган такой Соответствующей страны-участницы, а также (и в том, и в другом случае) опубликован, при этом все такие действия должны быть совершены в соответствии с требованиями Директивы о проспектах выпуска ценных бумаг, при условии, что к любому такому базовому проспекту в дальнейшем прилагаются Окончательные условия, предусматривающие, что в такой Соответствующей стране-участнице предложения могут быть сделаны в порядке, отличном от предусмотренного в статье 3(2) Директивы о проспектах ценных бумаг, а также что такое предложение сделано в течение периода, начинающегося и заканчивающегося в даты, указанные для таких целей в таком Базовом проспекте или Окончательных условиях, в зависимости от обстоятельств. Кроме случаев, когда применяется статья (ii) выше, ни KMG Finance, ни Компания, ни какой-либо Дилер не предоставили и не предоставляют разрешения на осуществление выпуска Облигаций в случае возникновения у KMG Finance, Компании или какого-либо Дилера обязательства по опубликованию или дополнению базового проспекта в связи с таким выпуском.

НИ ОБЛИГАЦИИ, НИ ГАРАНТИЯ НЕ БЫЛИ УТВЕРЖДЕНЫ ИЛИ ОТКЛОНЕНЫ

КОМИССИЕЙ США ПО ЦЕННЫМ БУМАГАМ И БИРЖАМ (ДАЛЕЕ – «SEC»), КОМИССИЕЙ ПО ЦЕННЫМ БУМАГАМ КАКОГО-ЛИБО ШТАТА В СОЕДИНЕННЫХ ШТАТАХ ИЛИ КАКИМ-ЛИБО ИНЫМ РЕГУЛИРУЮЩИМ ОРГАНОМ США; ВЫШЕУКАЗАННЫЕ ОРГАНЫ ТАКЖЕ НЕ ПРИНИМАЛИ НИКАКИХ РЕШЕНИЙ ИЛИ ЗАКЛЮЧЕНИЙ, ПОДТВЕРЖДАЮЩИХ ДОСТОИНСТВО ОБЛИГАЦИЙ ИЛИ ГАРАНТИИ ИЛИ ДОСТОВЕРНОСТЬ ИЛИ ДОСТАТОЧНОСТЬ НАСТОЯЩЕГО БАЗОВОГО ПРОСПЕКТА. ЛЮБЫЕ ЗАВЕРЕНИЯ ОБ ОБРАТНОМ ЯВЛЯЮТСЯ УГОЛОВНЫМ ПРЕСТУПЛЕНИЕМ В СОЕДИНЕННЫХ ШТАТАХ.

СТАБИЛИЗАЦИЯ

В связи с выпуском любого Транша Облигаций Дилер или Дилеры (при наличии), именуемые в соответствующих Окончательных условиях «Стабилизационный(-е) менеджер(-ы)» (или лица, действующие от имени любого(-ых) Стабилизационного(-ых) менеджера(-ов)), вправе перераспределять Облигации или заключать сделки с целью поддержания рыночной цены Облигаций на более высоком уровне, чем уровень цен, который мог бы преобладать в противном случае. При этом отсутствуют какие-либо гарантии того, что Стабилизационный(-е) менеджер(-ы) (или лица, действующие от имени любого(-ых) Стабилизационного(-ых) менеджера(-ов)) будут предпринимать стабилизационные меры. Осуществление любых стабилизационных мер может быть начато в дату надлежащего публичного раскрытия информации об условиях выпуска соответствующего Транша Облигаций или после такой даты, и если такие меры будут начаты, они могут быть завершены в любое время, но не позднее чем 30 дней с даты выпуска соответствующего Транша Облигаций или 60 дней с даты распределения соответствующего Транша Облигаций – в зависимости от того, какая из указанных дат наступит раньше. Любые стабилизационные меры или перераспределение должны быть осуществлены соответствующим(-и) Стабилизационным(-и) менеджером(-ами) (или лицом(-ами), действующими от имени любого(-ых) Стабилизационного(-ых) менеджера(-ов)) в соответствии со всеми применимыми законами и регламентами.

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ РЕЗИДЕНТОВ ШТАТА НЬЮ-ГЕМПШИР

НИ ФАКТ ПОДАЧИ РЕГИСТРАЦИОННОЙ ФОРМЫ ИЛИ ЗАЯВКИ НА ПОЛУЧЕНИЕ ЛИЦЕНЗИИ В СООТВЕТСТВИИ С ГЛАВОЙ 421-B СВОДА ПЕРЕСМОТРЕННЫХ ЗАКОНОВ ШТАТА НЬЮ-ГЕМПШИР (REVISED STATUTES (ДАЛЕЕ – **RSA**) В ШТАТЕ НЬЮ-ГЕМПШИР, НИ ФАКТ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОЙ РЕГИСТРАЦИИ КАКОЙ-ЛИБО ЦЕННОЙ БУМАГИ ИЛИ ВЫДАЧИ ЛИЦЕНЗИИ КАКОМУ-ЛИБО ЛИЦУ В ШТАТЕ НЬЮ-ГЕМПШИР НЕ ПРЕДСТАВЛЯЮТ СОБОЙ ЗАКЛЮЧЕНИЕ СЕКРЕТАРЯ ШТАТА НЬЮ-ГЕМПШИР О ТОМ, ЧТО ЛЮБОЙ, ПОДАННЫЙ В СООТВЕТСТВИИ С ГЛАВОЙ 421-B RSA, ДОКУМЕНТ ЯВЛЯЕТСЯ ВЕРНЫМ, ПОЛНЫМ И НЕ ВВОДЯЩИМ В ЗАБЛУЖДЕНИЕ. НИ ОДИН ИЗ ВЫШЕУКАЗАННЫХ ФАКТОВ, НИ ФАКТ НАЛИЧИЯ ОСВОБОЖДЕНИЯ ИЛИ ИСКЛЮЧЕНИЯ В ОТНОШЕНИИ КАКОЙ-ЛИБО ЦЕННОЙ БУМАГИ ИЛИ СДЕЛКИ НЕ ОЗНАЧАЮТ, ЧТО СЕКРЕТАРЬ ШТАТА ПРИНЯЛ КАКОЕ-ЛИБО РЕШЕНИЕ В ОТНОШЕНИИ ДОСТОИНСТВА ИЛИ КВАЛИФИКАЦИОННЫХ ТРЕБОВАНИЙ КАКОГО-ЛИБО ЛИЦА, ЦЕННОЙ БУМАГИ ИЛИ СДЕЛКИ, ИЛИ ПРЕДОСТАВИЛ КАКИЕ-ЛИБО РЕКОМЕНДАЦИИ ИЛИ ОДОБРЕНИЯ В ОТНОШЕНИИ КАКОГО-ЛИБО ЛИЦА, ЦЕННОЙ БУМАГИ ИЛИ СДЕЛКИ. ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ ЛЮБОМУ ПОТЕНЦИАЛЬНОМУ ПОКУПАТЕЛЮ, ЗАКАЗЧИКУ ИЛИ КЛИЕНТУ КАКИХ-ЛИБО ЗАВЕРЕНИЙ, НЕ СООТВЕТСТВУЮЩИХ ПОЛОЖЕНИЯМ НАСТОЯЩЕГО ПУНКТА, ЯВЛЯЕТСЯ НЕ ЗАКОННЫМ.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Ни KMG Finance, ни Компания не обязаны предоставлять периодическую отчетность, предусмотренную Разделом 13 или 15 Закона США о фондовых биржах 1934 года с изменениями и дополнениями (далее – **Закон о фондовых биржах**). Постольку, поскольку ни KMG Finance, ни Компания не являются подотчетными компаниями в соответствии с Разделом 13 или 15(d) Закона о фондовых биржах, или они освобождены от предоставления отчетности в соответствии с Правилом 12g3-2(b) указанного Закона, KMG Finance и Компания по требованию предоставляют информацию,

требуемую в соответствии с Правилом 144A(d)(4) Закона о ценных бумагах каждому держателю Облигаций, являющихся «ценными бумагами ограниченного обращения» (в значении, определенном для данного термина Правилом 144(a)(3) согласно Закону о ценных бумагах), а также каждому потенциальному покупателю таких Облигаций, назначенному таким держателем по требованию такого держателя или потенциального покупателя, в связи с передачей или предлагаемой передачей любых таких Облигаций, регулируемых Правилом 144A, согласно Закону о ценных бумагах. Постольку, поскольку соответствующие Облигации представлены Глобальной облигацией, регулируемой Правилом 144A, для целей настоящего пункта считается, что выражение «держатель» включает держателей счетов в клиринговых системах, владеющих долей в соответствующей Глобальной облигации, регулируемой Правилом 144A.

ИНФОРМАЦИЯ В США

На территории Соединенных Штатов настоящий Базовый проспект предоставляется для информации на конфиденциальной основе ограниченному числу QIB (квалифицированных институциональных покупателей), которые в свою очередь являются QP (квалифицированными приобретателями), исключительно в связи с рассмотрением возможности приобретения Облигаций, предлагаемых в рамках настоящего Базового проспекта. Использование настоящего Базового проспекта в каких-либо иных целях в Соединенных Штатах не разрешается. Не допускается его копирование или воспроизведение полностью или частично, а также его распространение или раскрытие его содержания кому-либо, кроме потенциальных инвесторов, которым он изначально предоставлен.

На территории Соединенных Штатов Облигации могут предлагаться или продаваться только QIB, которые также являются QP, при заключении сделок, к которым не применяются требования о регистрации согласно Закону о ценных бумагах. Каждый приобретатель Облигаций, который является лицом США или находится на территории США, настоящим уведомляется о том, что предложение и продажа любых Облигаций такому приобретателю допускаются с учетом предусмотренного Правилом 144A освобождения от требований о регистрации по Закону о ценных бумагах.

Каждый приобретатель или держатель Облигаций, представленных Глобальной облигацией, регулируемой Правилом 144A, или любых Облигаций, выпущенных вместо или взамен таких Облигаций (далее совместно – **Облигации с особыми отметками**), считается, в случае принятия или приобретения им любой такой Облигации с особыми отметками, предоставившим определенные заверения и согласия, направленные на ограничение перепродажи или иной передачи таких Облигаций, как указано в разделах *«Подписка и продажа»* и *«Ограничения по передаче»*.

ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИНФОРМАЦИИ ПО ЗАПАСАМ И НЕКОТОРОЙ ИНОЙ ИНФОРМАЦИИ

Финансовая информация

Независимые аудиторы Компании (как определено в *«Приложении I – Глоссарий часто используемых терминов»*) -- ТОО «Эрнст энд Янг» -- подготовило отчёт от 1 сентября 2010 года касательно неаудированной сконцентрированной консолидированной промежуточной финансовой отчётности Компании на и за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, который включает сравнительные данные по состоянию на 31 декабря 2009 года и по состоянию шести месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года («**Промежуточная финансовая отчётность за 2010 год**»), а также аудиторское заключение от 25 марта 2010 года в отношении консолидированной финансовой отчетности Компании по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, которая включает сравнительные данные по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2008 года (далее – «**Финансовая отчетность за 2009 год**», вместе с промежуточной финансовой отчётностью за 2010 год, «**Финансовая отчетность**»). До 2009 года Компания в своем учете совместных предприятий применяла метод пропорциональной консолидации. Начиная с года, закончившегося 31 декабря 2009 года, Компания изменила свою политику бухгалтерского учета и перешла с метода пропорциональной консолидации на метод учета по доле участия в отношении своих долей участия в совместно контролируемых предприятиях. В отношении совместно контролируемых активов Компания продолжает признавать свою долю в совместно контролируемых активах, классифицированных в соответствии с характером таких активов, а также соответствующую долю в обязательствах и свою пропорциональную долю в доходах и расходах, как это требуется по МСБУ 31.

Аудиторское заключение ТОО «Эрнст энд Янг» по Промежуточной финансовой отчетности за 2010 год приводится на странице F-4 настоящего Базового проспекта, также аудиторское заключение ТОО «Эрнст энд Янг» по Финансовой отчетности за 2009 год приводится на странице F-36 настоящего Базового проспекта. Если не указано иное, финансовая информация в отношении Компании, изложенная в настоящем Базовом проспекте, взята из Финансовой отчетности и соответствующими примечаниями к такой отчетности, которые приводятся в настоящем Базовом проспекте, начиная со страницы F-1. В соответствии с требованиями МСФО Компания пересмотрела и изложила в новой редакции финансовую информацию по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2008 года, включенную в Финансовую отчетность за 2009 год и другие разделы настоящего Базового проспекта, используя метод учета по доле участия для учета совместно контролируемых предприятий (вместо метода пропорциональной консолидации). Также Компания пересмотрела и изложила в новой редакции финансовую информацию по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, и за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года, включенную в Промежуточную Финансовую отчетность за 2009 год и другие разделы настоящего Базового проспекта по требованию МСФО, в связи с завершением распределения покупочной цены Павлодарского НПЗ. Соответственно, эти данные различны, в некоторых аспектах, с соответствующими данными, изложенными в Финансовой отчётности за 2009 год. Детали изложены в Примечаниях 2 и 4 к Промежуточной финансовой отчётности за 2010 год. Инвесторы должны иметь в виду, что, если не указано иное, то финансовая информация Компании на и за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, изложенная в настоящем Базовом проспекте, представлена на основании действительных данных, включённых в Финансовую отчётность за 2009 год.

Суммы, указываемые в статьях финансовой отчетности каждого из предприятий Компаний, рассчитываются в валюте страны, в которой предприятие осуществляет основную деятельность (далее – **Функциональная валюта**). Финансовая отчетность за год, которая приводится в других разделах настоящего Базового проспекта, представлена в тенге. Однако для удобства, определенная финансовая информация в настоящем Базовом проспекте представлена в долларах США, при этом такая информация основана на суммах, указанных в Финансовой отчетности за год в тенге, в пересчете на доллары США по указанным обменным курсам. Такой пересчет не должен толковаться как заверение о том, что суммы в тенге были переведены или могли быть переведены в доллары

США по таким ставкам или любым другим ставкам.

Некоторые цифры, включенные в настоящий Базовый проспект, были округлены; соответственно, суммы, приведенные в различных таблицах по одной и той же позиции, могут незначительно расходиться, а цифры, указанные как итоговые в некоторых таблицах, могут не являться арифметической суммой стоящих перед ними цифр.

Представление определенной информации, касающейся дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций

Дочерние организации являются предприятиями, в которых Компания имеет право прямо или косвенно контролировать финансовую и операционную политику и в которых Компания, как правило, имеет более чем 50% прав голоса. С момента перехода контроля к Компании или к одной из ее дочерних организаций дочерние организации являются полностью консолидированными. Если не указано иное, приведенная в настоящем Базовом проспекте информация по прямо или косвенно контролируемым дочерним организациям Компании в отношении объемов добычи и запасов и другая подобная информация отражает всю долю участия дочерних организаций в таких объемах, независимо от доли участия в них собственно Компании.

В сентябре 2006 года Компания осуществила продажу 42,05% простых акций АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (далее – **РД КМГ**), своей основной компании по разведке и добыче на суше, и РД КМГ зарегистрировала (i) свои простые акции на Казахстанской фондовой бирже и (ii) глобальные депозитарные расписки, представляющие ее простые акции (далее – **ГДР РД КМГ**) на Лондонской фондовой бирже. По состоянию на 30 июня 2010 года Компания владела 61,36% простых голосующих акций РД КМГ. В Финансовую отчетность включены консолидированные данные по финансовому положению и результатам деятельности РД КМГ и Компании, и указанная Финансовая отчетность отражает суммы, относимые к долям публичных миноритарных акционеров. Если не указано иное, в настоящем Базовом проспекте данные по РД КМГ в отношении объемов добычи и запасов и другие подобные данные отражают всю долю участия РД КМГ.

Совместное предприятие – это оформленная соглашением договоренность, в соответствии с которой две или более сторон начинают осуществлять экономическую деятельность, подпадающую под общий контроль. Совместные предприятия Компании существуют в двух формах – совместно контролируемые предприятия и совместно контролируемые активы. Совместно контролируемая организация – это совместное предприятие, которое предполагает учреждение компании, товарищества или иной организации, в котором каждый из участников имеет долю участия. Совместные предприятия в форме совместно контролируемых активов не предполагают учреждение компании, товарищества или иной организации или финансовой структуры, отдельной от самих участников; напротив, каждый участник контролирует свою долю будущих экономических выгод через свою долю в совместно контролируемом активе.

Согласно МСБУ 31, который применяется непосредственно к долям участия в совместных предприятиях, у участников совместно контролируемого юридического лица традиционно имелся выбор между двумя методами учета своих долей участия в совместно контролируемой ими организации в своей консолидированной финансовой отчетности: учет по «методу пропорциональной консолидации» или «методу учета по доле участия». До 31 декабря 2008 года включительно доли участия Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях учитывались на основе метода пропорциональной консолидации, согласно которому пропорциональная доля в активах, обязательствах, доходах и расходах совместно контролируемого предприятия признается построчно с аналогичными статьями финансовой отчетности компании. Начиная с года, закончившегося 31 декабря 2009 года, доли участия Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях отражаются в отчетности по методу долевого участия. Согласно методу учета по доле участия консолидированная отчетность Компании о совокупном доходе будет просто включать долю Компании и ее дочерних организаций в чистой прибыли или убытке совместно контролируемого предприятия отдельной строкой. Хотя такой

пересмотренный учет существенно сокращает показатели дохода, валовой прибыли и расходов Компании, относимые на совместно контролируемые предприятия, он существенно не влияет на чистую прибыль Компании. Этот метод также существенно сокращает активы и обязательства Компании, но существенно не влияет на позицию Компании по чистым активам. Поскольку переход на метод по доле участия в совместно контролируемых предприятиях также позволит сократить общую сумму обязательств Компании, включая заимствования, как они отражены в ее консолидированной финансовой отчетности, ожидается, что этот метод способен дать Компании больше гибкости в плане поддержания финансовых коэффициентов и других финансовых обязательств по различным инструментам финансирования Компании.

Учет долей участия в совместно контролируемых активах продолжает осуществляться по методу пропорциональной консолидации, поскольку он является единственным методом, разрешенным МСФО для совместно контролируемых активов. Существенная доля участия Компании в совместно контролируемых активах представлена ее долей участия в Северо-Каспийском проекте (месторождение Кашаган).

Ассоциированные организации являются предприятиями, которые находятся под существенным прямым или косвенным влиянием Компании, но не контролируются ею, и в которых Компания, как правило, владеет от 20% до 50% голосующих акций. Отчетность по инвестициям в ассоциированные организации, также как и в случае инвестиций в совместно контролируемые предприятия, составляется на основе метода учета по доле участия. Доли участия Компании и ее дочерних организаций в ассоциированных организациях ограничиваются их долями в чистой прибыли или убытке ассоциированных организаций и указываются отдельными строками в консолидированном отчете о совокупном доходе Компании в Финансовой отчетности за 2009 год.

В соответствии с требованиями МСФО Компания пересмотрела и изложила в новой редакции финансовую информацию по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2008 года, включенную в Финансовую отчетность за 2009 год и другие разделы настоящего Базового проспекта, используя метод учета по доле участия для учета совместно контролируемых предприятий (вместо метода пропорциональной консолидации).

Если только не указано иное, представленная в настоящем Базовом проспекте информация по объемам добычи и запасов и другая подобная информация по совместным предприятиям Компании или ее дочерних организаций отражает пропорциональные доли участия Компании или соответствующих дочерних организаций в таких совместных предприятиях. Также, представленная в настоящем Базовом проспекте информация по объемам добычи и запасов и другая подобная информация по ассоциированным организациям Компании или ее дочерних организаций отражает пропорциональные доли участия Компании или соответствующих дочерних организаций в таких ассоциированных организациях. В определенных разделах настоящего Базового проспекта Компания представила информацию по объемам добычи и запасов и другую подобную информацию по Компании и ее дочерним организациям и совместно контролируемым активам отдельно от объемов добычи и запасов и другой подобной информации по совместно контролируемым предприятиям, учет по которым осуществляется по методу учета доли участия, чтобы допустить некоторую корреляцию с финансовым учетом соответствующих организаций.

Компания приобрела 50% доли участия в компании «CITIC Canada Energy Limited» (CCEL) в декабре 2007 года. Ввиду способа структурирования сделки и договоренностей, заключенных между Компанией и ее партнером по совместному предприятию, Компания (i) не сохраняет никакой доли в CCEL для целей своей Финансовой отчетности и (ii) ей гарантируется выплата дивиденда. В результате, Компания не признает никакого дохода от CCEL в строке «Доля дохода от совместных предприятий и ассоциированных организаций» так, как она делает это по другим совместно контролируемым предприятиям, но Компания признает полученный от CCEL доход в строке «Финансовый доход». Поскольку Компания осуществляет совместный контроль над деятельностью CCEL, данные по объемам добычи, запасам и другие подобные сведения по CCEL представлены в настоящем Базовом проспекте отдельно, хотя все ссылки в настоящем Базовом проспекте на запасы категорий A+B+C1 или объемы добычи Компании и ее дочерних организаций,

совместных предприятий и ассоциированных организаций не включают в себя запасы или объемы добычи CCEL, в зависимости от ситуации.

В настоящем Базовом проспекте **«Запасы категорий A+B+C1»** означают запасы сырой нефти и газа, классифицированные по казахстанской методологии как категории A, B и C1; **«Запасы Компании категорий A+B+C1»** означают совместно запасы сырой нефти и газа категорий A+B+C1 Компании и ее дочерних организаций и пропорциональную долю Компании и дочерних организаций Компании в запасах сырой нефти и газа категорий A+B+C1 их соответствующих совместных предприятий и ассоциированных организаций; а **«Добыча Компании»** означает совместно добычу сырой нефти и газа Компании и ее дочерних организаций и пропорциональную долю Компании и ее дочерних организаций в их соответствующих совместных предприятиях и ассоциированных организациях. См. раздел *«Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Основные факторы, влияющие на результаты деятельности – Приобретения»* и *«Нефтегазовая промышленность в Казахстане – Классификация запасов»*.

См. Примечание 2 промежуточной финансовой отчётности за 2010 год и Примечание 3 и 36 Финансовой отчетности за 2009 год для дополнительной информации о методике ведения учета, используемой Компанией по своим дочерним организациям, совместным предприятиям и ассоциированным организациям.

Определенная информация по запасам

Компания ведет подсчет своих запасов на основе казахстанской методологии, которая применялась в бывшем Советском Союзе и которая существенно отличается как от (i) признанных на международном уровне стандартов подсчета запасов в соответствии с Системой управления углеводородными ресурсами, поддерживаемой Обществом инженеров-нефтяников, Американской ассоциацией геологов-нефтяников, Всемирным нефтяным советом, Обществом нефтяников инженеров-оценщиков (далее – **PRMS**), так и от (ii) классификаций запасов, разрешенных SEC (далее – **стандарты SEC**) особенно в части того, каким образом и в какой степени при подсчете запасов учитываются коммерческие факторы. Несмотря на то, что казахстанская методология позволяет включать данные по высокорисковым запасам, относимым к высокорисковым площадям, в Компании принято решение включить в настоящий Базовый проспект только данные по запасам категорий A+B+C1. Тем не менее, размер запасов, рассчитанных с применением казахстанской методологии, может оказаться значительно выше размеров запасов, рассчитанных с применением стандартов PRMS и SEC, поскольку казахстанская методология существенно отличается от них. До недавнего времени SEC разрешало нефтегазовым компаниям включать в документацию, представляемую в SEC, данные только по доказанным запасам, добыча которых является экономически и юридически целесообразной при существующих экономических и производственных условиях по результатам фактической добычи или убедительных испытаний пластов. Однако недавно SEC внесло изменения в Стандарты SEC с тем, чтобы привести их в большее соответствие со стандартами PRMS, включая добровольное раскрытие данных по прогнозным и возможным запасам помимо данных по доказанным запасам. Данные изменения вступили в силу 1 января 2010 года, и соответственно ожидается, что начиная с 1 января 2011 года, расчет Компанией своих запасов будет осуществляться на консолидированной основе с использованием PRMS. Так как запасы оцениваются на ежегодной основе, на дату настоящего Базового проспекта, информация по запасам, помимо информации на 31 декабря 2009 года, отсутствует. Поскольку, как указано выше, Компания оценивает свои запасы на ежегодной основе, не произошло никаких изменений в оценке запасов Компании, отражённых в отчёте GCA и, соответственно, данные по истощению, износу и амортизации в Промежуточной Финансовой отчётности основаны на тех же оценках PRMS, отражённых в отчёте GCA. См. раздел *«Нефтегазовая промышленность в Казахстане – Классификация запасов»*.

Если не указано иное, данные по запасам, содержащиеся в настоящем Базовом проспекте, взяты из анализов запасов, подготовленных инженерно-техническими специалистами Компании на основе казахстанской методологии. Данные по истощению, износу и амортизации, включенные в Финансовую отчетность за 2009 год, подготовлены в соответствии с МСФО на основе

оценок запасов согласно стандартам PRMS и взяты из опубликованной аудированной финансовой отчетности ряда конкретных совместных предприятий Компании и ее дочерних организаций, а также из отчета по запасам РД КМГ от 21 января 2010 года (далее – **Отчет GCA**), подготовленного консалтинговой фирмой «Gaffney, Cline & Associates Ltd.» (далее – **GCA**) согласно стандартам PRMS. Несмотря на то, что Компания подсчитывает свои запасы, используя казахстанскую методологию, некоторые дочерние организации и совместные предприятия Компании подсчитывают или ранее подсчитывали свои запасы с помощью независимых консультантов инженеров-нефтяников в соответствии со стандартами PRMS. Отчет о запасах основной организации Компании по наземной разведке и добыче РД КМГ, подготовленный согласно стандартам PRMS, см. в *Приложении А – Отчет Gaffney, Cline & Associates Ltd.* Оценки запасов, отраженные в Отчете GCA, основываются на допущениях, описанных в указанном отчете. Оценка запасов производится на ежегодной основе, и, соответственно, на дату настоящего Базового Проспекта, данные по запасам, помимо данных на 31 декабря 2009 года, отсутствуют.

Данные по углеводородам

Ссылки в настоящем Базовом проспекте на «тонны» являются ссылками на метрические тонны. Одна метрическая тонна равна 1 000 килограммов.

Исключительно в информационных целях, определенные оценки запасов представлены в настоящем Базовом проспекте следующим образом:

- нефть и конденсат в баррелях и баррелях в год. Данные в баррелях пересчитаны из внутренних данных Компании в тоннах с коэффициентом конвертации 7,6 барреля на тонну. Данные в баррелях в день получены путем деления данных за год на 365; и

- продукты переработки, включая бутан, пропан, сжиженный нефтяной газ (далее – **СНГ**) и жидкие углеводороды, указаны в баррелях. Данные в баррелях пересчитаны из внутренних данных Компании в тоннах с коэффициентом конвертации 7,6 барреля на тонну. Данные по баррелям в день получены путем деления данных за год на 365.

Для целей ведения внутреннего учета, информация Компании по добыче, транспортировке и продаже нефти и газового конденсата приводится в тоннах, то есть в единице измерения, которая используется для определения массы соответствующих углеводородов. Для удобства такая информация представлена в настоящем Базовом проспекте как в тоннах, так и в стандартных 42-галонных баррелях, пересчитанных из тонн в баррели, как указано выше (далее – **баррель** или **бар**). Фактическое количество баррелей добытой, отгруженной или проданной сырой нефти может отличаться от представленных в настоящем Базовом проспекте данных по сырой нефти в баррелях, так как в тонне более тяжелой сырой нефти баррелей меньше, чем в тонне более легкой сырой нефти. Другие компании могут использовать другие коэффициенты пересчета баррелей в тонны и кубических футов в кубические метры.

Информация третьих лиц в отношении рынка и отрасли, в которых Компания осуществляет свою деятельность

Если не указано иное, приведенные в настоящем Базовом проспекте статистические данные и иная информация о нефтегазовой промышленности в Республике Казахстан (далее – **Казахстан**) получены из документов и иных публикаций, выпущенных Национальным агентством Республики Казахстан по статистике (далее – **Агентство по статистике**), Министерством финансов Республики Казахстан, Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан (далее – **МЭМР**), Национальным Банком Республики Казахстан (далее – **НБК**), а также из иных общедоступных источников в Казахстане, включая Годовой отчет НБК, данные Всемирного банка и Международного валютного фонда, а также из сообщений и публикаций в средствах массовой информации, приказов и постановлений Правительства Казахстана (далее – **Правительство**) и оценок Компании (составленных на основе знаний и опыта руководства Компании о рынках, в

которых Компания осуществляет свою деятельность). Что касается представленных здесь статистических данных, аналогичные данные можно получить из других источников, хотя базовые допущения и методология и, следовательно, полученные в результате данные, могут отличаться от источника к источнику. Соответственно, анализ в настоящем Базовом проспекте любых вопросов, связанных с Казахстаном, является условным, поскольку сохраняется неопределенность в отношении полноты или надежности имеющейся официальной и общедоступной информации. См. раздел *«Факторы риска – Факторы риска, связанные с Республикой Казахстан – Компания не может гарантировать точность включенных в настоящий Базовый проспект официальных статистических и иных данных, опубликованных казахстанскими государственными органами».*

Вышеописанная информация воспроизводится с точностью и, насколько это известно KMG Finance и Компании и насколько они могут установить это на основе информации, опубликованной такими третьими сторонами, не было упущено никаких фактов, в результате чего такая информация могла бы стать недостоверной или вводящей в заблуждение. В случае использования в настоящем Базовом проспекте информации третьих лиц дается ссылка на источник такой информации.

Оценки Компании сделаны на основе информации, полученной от дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций Компании, заказчиков, поставщиков, торговых и коммерческих организаций и иных источников на рынках, в которых Компания осуществляет свою деятельность. По мнению Компании, на указанные даты такие оценки являются точными во всех существенных отношениях. Однако, указанная информация может оказаться неточной в силу метода, использованного Компанией при получении некоторых данных для составления таких оценок, или в силу того, что указанная информация не всегда может быть проверена с полной достоверностью из-за ограниченного доступа к исходным данным и их недостаточной надежности, произвольного характера процесса сбора данных и других присущих таким данным ограничений и неопределенностей.

Настоящий Базовый проспект содержит рисунки и графики, полученные на основе внутренних данных Компании и ее дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций, которые, если не указано иное, не были проверены независимыми сторонами.

Некоторые определения и терминология

В настоящем Базовом проспекте используются определенные термины. Глоссарий часто используемых терминов приводится в Приложении I. Дополнительно в Приложении II указываются учетные измерения и технические термины, использованные в настоящем Базовом проспекте.

ЗАЯВЛЕНИЯ ПРОГНОЗНОГО ХАРАКТЕРА

В настоящем Базовом проспекте, любых соответствующих дополнениях и любых Окончательных условиях могут содержаться определенные заявления прогнозного характера в отношении финансового положения, результатов производственной и коммерческой деятельности Компании, а также в отношении связанных с ними планов, намерений, ожиданий, допущений, целей и убеждений Компании. Эти заявления включают в себя все вопросы, которые не являются историческими фактами и, как правило, но не всегда, могут быть определены использованием таких слов, как «полагает», «ожидает», «ожидается», «предполагает», «намеревается», «оценивает», «должен», «будет», «будет продолжаться», «может», «вероятно», «планирует» или аналогичных выражений, в том числе производных от них выражений, включая в отрицательной форме, а также аналогичной терминологии.

Потенциальные инвесторы должны быть осведомлены о том, что заявления прогнозного характера не являются гарантиями будущих результатов, а также о том, что фактические результаты деятельности, финансовое положение Компании и развитие отрасли, в которой она осуществляет свою деятельность, могут существенно отличаться от описанных или предложенных в заявлениях прогнозного характера, содержащихся в настоящем Базовом проспекте. Кроме того, даже если результаты деятельности, финансовое положение и коммерческая деятельность Компании, а также развитие отрасли, в которой она осуществляет свою деятельность, соответствуют описанным в заявлениях прогнозного характера, содержащихся в настоящем Базовом проспекте, такие результаты или состояние отрасли могут не отражать результаты деятельности или развитие в последующие периоды.

Факторы, под воздействием которых фактические результаты могут существенно отличаться от ожиданий Компании, указываются в настоящем Базовом проспекте в предупреждающих заявлениях и включают, в числе прочих, следующие факторы:

- колебания цен на рынках сырой нефти, газа и продуктов нефтепереработки и связанные с ними колебания спроса на такие продукты;

- производственные ограничения, в том числе поломки оборудования, трудовые споры и технологические ограничения;

- продолжающееся влияние мирового финансового кризиса, продолжительность и масштабы которого невозможно определить;

- наличие транспортных маршрутов или стоимость транспортировки и плата, взимаемая за организацию транспортировки;

- общие экономические условия и конъюнктура рынка, в том числе цены на сырьевые товары;

- изменения в постановлениях государственных и регулирующих органов, которые влияют на порядок получения разрешений, а также действия государственных органов, которые могут повлиять на деятельность или планируемое расширение деятельности Компании;

- незапланированные события или происшествия, которые влияют на деятельность или производственные мощности Компании;

- изменения в налоговых требованиях, в том числе изменения налоговых ставок, новое налоговое законодательство и пересмотренное толкование налогового законодательства;

- возможности Компании по увеличению доли рынка его продукции и расходов на контроль;

- экономические и политические условия в Казахстане и на международных рынках, в том числе изменения в государственных органах;

- события или условия, влияющие на экспорт сырой нефти и газа;

- отдача продуктивных пластов, результаты бурения и осуществление планов Компании по расширению добычи нефти и газа;

- неспособность осуществить какие-либо потенциальные приобретения или неспособность приобрести такие доли участия на условиях, предлагаемых Компанией; и

- время совершения будущих действий, их воздействие и иные связанные с ними неопределенности.

Более подробный анализ факторов, которые могут повлиять на будущие результаты деятельности Компании и отрасль, в которой она осуществляет свою деятельность, приводится в разделах настоящего Базового проспекта *«Факторы риска»* и *«Анализ и оценка руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности»*. С учетом указанных рисков, неопределенностей и допущений, прогнозируемые события, описанные в настоящем Базовом проспекте, могут не наступить.

Ни KMG Finance, ни Компания не принимают на себя никаких обязательств по обновлению или пересмотру каких-либо заявлений прогнозного характера, независимо от появления новой информации, наступления каких-либо событий в будущем или каких-либо иных причин. Все последующие письменные и устные заявления прогнозного характера, касающиеся KMG Finance или Компании или действующих от их имени лиц, во всей их полноте прямо ограничиваются предупреждающими заявлениями, указанными выше и содержащимися в других частях настоящего Базового проспекта.

ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ

Настоящий Базовый проспект представляет собой базовый проспект для целей Директивы о проспектах выпуска ценных бумаг, а также для предоставления информации в отношении KMG Finance и Компании, которая в силу особенной природы Эмитента, Компании и Облигаций необходима для предоставления инвесторам возможности на основе имеющейся информации осуществить оценку активов и обязательств, финансового состояния, прибыли, убытков и перспектив Эмитента, Компании, а также прав, предоставляемых Облигациями. В случае использования в настоящем Базовом проспекте информации третьих лиц дается ссылка на источник такой информации. Такая информация воспроизводится с точностью и, насколько это известно KMG Finance и Компании и насколько они могут установить это на основе информации, опубликованной такими третьими сторонами, не было упущено никаких фактов, в результате чего такая информация могла бы стать недостоверной или вводящей в заблуждение. KMG Finance и Компания принимают на себя ответственность за информацию, содержащуюся в настоящем Базовом проспекте. Насколько известно KMG Finance и Компании, информация, содержащаяся в настоящем Базовом проспекте, соответствует фактам и не содержит никаких пропусков, которые могут повлиять на смысл такой информации (при этом KMG Finance и Гарантом предприняты все разумные меры для подтверждения того, что это соответствует действительности).

Компания «GCA», зарегистрированная по адресу: Великобритания, GU34 4PU, Гемпшир, Элтон, Блэкнест, Бентли Холл (Bentley Hall, Blacknest, Alton, Hampshire, GU34 4PU, United Kingdom), принимает на себя ответственность за Отчет GCA, который приводится на страницах A-1 по A-23 настоящего Базового проспекта. Насколько известно GCA, содержащаяся в Отчете GCA информация соответствует фактам и не содержит никаких пропусков, которые могут повлиять на смысл такой информации (при этом GCA предприняты все разумные меры, чтобы подтвердить, что это соответствует действительности). GCA предоставила разрешение и дала согласие на включение в настоящий Базовый проспект Отчета GCA и ссылок на него и на его название, в той форме и в том контексте, в которых они включены. В отчете GCA говорится, что GCA является независимым консультантом, специализирующимся на оценке и экономическом анализе нефтяных месторождений; что, в процессе подготовки отчета GCA, GCA поддерживал и продолжает поддерживать исключительно деловые отношения (консультант-клиент); что руководство и сотрудники GCA не были и остаются независимыми от РД КМГ в предоставлении услуг для Компании, включая предоставление опций, изложенных в настоящем отчёте; а также, что ни руководство, ни сотрудники GCA не имеет никакой заинтересованности в имуществе или акционерном капитале РД КМГ или в рекламировании РД КМГ.

ДОПОЛНЕНИЕ К НАСТОЯЩЕМУ БАЗОВОМУ ПРОСПЕКТУ

После опубликования настоящего Базового проспекта KMG Finance и Компания вправе подготовить к нему дополнение, утвержденное Комиссией Великобритании по листингу в соответствии со статьей 16 Директивы о проспектах выпуска ценных бумаг. Заявления, содержащиеся в любом таком дополнении, насколько применимо (прямо выраженные или подразумеваемые или какие-либо иные), считаются изменяющими или заменяющими собой заявления, содержащиеся в настоящем Базовом проспекте. Любые такие изменяемые или заменяемые заявления являются частью настоящего Базового проспекта только при условии, что они изменены или заменены вышеуказанным образом.

В случае возникновения какого-либо существенного нового обстоятельства, существенной ошибки или неточности, которые связаны с включенной в настоящий Базовый проспект информацией и которые могут повлиять на оценку каких-либо Облигаций, KMG Finance и Компания подготовят дополнение к настоящему Базовому проспекту или опубликуют новый Базовый проспект для использования в связи с любым последующим выпуском Облигаций.

Эмитент и Компания вправе заключить соглашение с любым Дилером о том, что какая-либо Серия Облигаций может быть выпущена в форме, которая не предусмотрена Условиями выпуска и обращения Облигаций, и в случае такого выпуска при необходимости будет опубликован дополнительный Базовый проспект, в котором будет описано действие соглашения, достигнутого в отношении такой Серии Облигаций.

ДОКУМЕНТЫ, ВКЛЮЧЕННЫЕ ПОСРЕДСТВОМ ССЫЛКИ

Следующие документы, которые были раннее опубликованы и утверждены, поданы или представлены в Управление по регулированию и надзору финансовых услуг, должны быть включены и составляют часть настоящего Базового проспекта и на протяжении срока действия Программы и (в случае каких-либо Условий выпуска и обращения Облигаций, на которые делается ссылка) до тех пор, пока Облигации, на которые распространяются такие Условия выпуска и обращения Облигаций, остаются непогашенными, копия каждого такого документа может быть проверена в обычное рабочее время в указанном офисе Платежного агента:

- раздел *«Анализ и оценка руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности»*, включенный в предыдущий Базовый проспект от 8 июля 2009 года (стр. 60-104 включительно), подготовленный KMG Finance и Компанией в связи с Программой, вместе с прошедшей аудит Консолидированной финансовой отчетностью Компании по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2008 года (включая аудированный отчёт к нему), включенной в Базовый проспект от 8 июля 2009 года (стр. F-2 по F-63 включительно) (однако инвесторам следует обратить внимание, что цифры на страницах, включенных посредством ссылки, не были пересмотрены с использованием метода учета по доле участия по совместным предприятиям и, следовательно, не могут напрямую сопоставляться с цифрами, указанными в настоящем Базовом проспекте);

- Условия выпуска и обращения Облигаций, включенные в предыдущий Базовый проспект от 15 апреля 2010 года (стр. 157-190 включительно), подготовленный KMG Finance и Компанией в связи с Программой;

- Условия выпуска и обращения Облигаций, включенные в предыдущий Базовый проспект от 8 июля 2009 года (стр. 186-223 включительно), подготовленный KMG Finance и Компанией в связи с Программой; и

- Условия выпуска и обращения Облигаций, включенные в предыдущий Базовый проспект от 18 июня 2008 года (стр. 166-203 включительно), подготовленный

KMG Finance и Компанией в связи с Программой.

Любая информация, не указанная в вышеуказанном списке перекрестных ссылок, но содержащаяся в документах, включенных посредством ссылки, предоставляется исключительно в информационных целях; при том, что сами документы, включённые посредством ссылок в какой-либо документ, включенный посредством ссылки в настоящий Базовый проспект, не составят часть настоящего Базового проспекта.

ПРИВЕДЕНИЕ В ИСПОЛНЕНИЕ СУДЕБНЫХ И АРБИТРАЖНЫХ РЕШЕНИЙ О ГРАЖДАНСКО-ПРАВОВОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ

Компания является акционерным обществом, учрежденным в соответствии с законодательством РК, и все его должностные лица, а также определенные директора и иные лица, упомянутые в настоящем Базовом проспекте, являются резидентами Казахстана. Все или значительная часть активов Компании большинство таких лиц находятся на территории Казахстана. Следовательно, может оказаться невозможным (i) вручение процессуальных документов Компании или любому такому лицу за пределами Казахстана, (ii) принудительное исполнение судебных решений, вынесенных судами каких-либо юрисдикций, кроме Казахстана, на основании законов таких юрисдикций в отношении кого-либо из них в судах таких юрисдикций, кроме Казахстана, или (iii) принудительное исполнение судами Казахстана в отношении кого-либо из них судебных решений, вынесенных в каких-либо юрисдикциях, кроме Казахстана, в том числе судебных решений, вынесенных в отношении Облигаций или Трастового договора в судах Англии, а также решений, вынесенных в Соединенных Штатах на основании положений о гражданско-правовой ответственности, содержащихся в федеральных законах США о ценных бумагах.

KMG Finance учрежден в соответствии с законодательством Нидерландов, а его управляющие директора являются резидентами Нидерландов и Казахстана. Значительная часть активов KMG Finance-а и его управляющих директоров расположена в Нидерландах и Казахстане. Следовательно, может оказаться невозможным (i) вручение процессуальных документов KMG Finance или любому такому лицу за пределами Нидерландов или Казахстана, в зависимости от обстоятельств, (ii) принудительное исполнение судебных решений, вынесенных судами каких-либо юрисдикций, кроме Нидерландов или Казахстана (в зависимости от обстоятельств) на основании законодательства таких иных юрисдикций, в отношении кого-либо из них судами таких юрисдикций, или (iii) принудительное исполнение в отношении кого-либо из них судами Нидерландов или Казахстана, в зависимости от обстоятельств, судебных решений, вынесенных в каких-либо юрисдикциях, кроме Нидерландов или Казахстана, соответственно, в том числе решений, вынесенных в Соединенных Штатах на основании положений о гражданско-правовой ответственности федеральных законов Соединенных Штатах о ценных бумагах. KMG Finance был проинформирован своим юридическим консультантом в Нидерландах «DLA Piper Nederland, N.V.» о том, что в настоящее время между Нидерландами и Соединенными Штатами отсутствует соглашение, предусматривающее взаимное признание и исполнение судебных решений (помимо арбитражных решений) по гражданским и коммерческим делам. Таким образом, окончательное решение по выплате денежных средств, вынесенное любым федеральным судом или судом штата в Соединенных Штатах на основании гражданско-правовой ответственности, независимо от того, вынесено ли оно исключительно на основании федеральных законов Соединенных Штатов о ценных бумагах или нет, не подлежит непосредственному принудительному исполнению в Нидерландах. Тем не менее, в случае подачи нового иска в компетентный суд в Нидерландах стороной, в пользу которой вынесено такое окончательное решение, такая сторона вправе предоставить в голландский суд окончательное судебное решение, которое было вынесено в Соединенных Штатах. Если голландский суд придет к заключению, что компетенция федерального суда или суда штата в Соединенных Штатах определяется на основании признанных на международном уровне принципов с соблюдением надлежащих юридических процедур, то голландский суд в принципе определит, что окончательное решение, вынесенное в Соединенных Штатах, имеет обязательную юридическую

силу, при условии, однако, что оно не противоречит публичному порядку Нидерландов.

Облигации и Трастовый договор регулируются правом Англии. В отношении Облигаций и в Трастовом договоре между KMG Finance и Компанией достигнуто соглашение о том, что возникающие в связи с ними споры подлежат рассмотрению арбитражным судом в Лондоне или, по решению Трастового управляющего или, при определенных обстоятельствах, по решению Держателя Облигаций (как определено в *«Условиях выпуска и обращения Облигаций»*), подпадают под неисключительную юрисдикцию судов Англии. См. Условие 18 (b) *«Условий выпуска и обращения Облигаций»*. Любые судебные решения, вынесенные каким-либо судом, находящимся в какой-либо стране, кроме Казахстана, приводятся в исполнение казахстанскими судами только при условии, что между такой страной и Казахстаном действует соглашение, предусматривающее взаимное исполнение судебных решений, и только в соответствии с условиями такого соглашения. Между Казахстаном и Великобританией такого действующего соглашения не имеется. Однако и Казахстан, и Великобритания являются сторонами Нью-Йоркской конвенции о признании и приведении в исполнение иностранных арбитражных решений 1958 года (далее – **Конвенция**), и соответственно арбитражные решения, вынесенные в соответствии с Конвенцией, как правило, должны признаваться и приводиться в исполнение в Казахстане при условии соблюдения предусмотренных в Конвенции требований по приведению их в исполнение.

28 декабря 2004 года казахстанский Парламент (далее – **Парламент**) принял Закон о международном коммерческом арбитраже (далее – **Закон об арбитраже**). Закон об арбитраже направлен на устранение неопределенности, возникшей в результате ранее принятых постановлений Конституционного Совета Казахстана в отношении приведения в исполнение Конвенций в Казахстане, вступивших в силу 15 февраля 2002 года и 12 апреля 2002 года и отмененных Конституционным Советом в феврале 2008 года. В Законе об арбитраже предусматривается четкая законодательная основа приведения в исполнение арбитражных решений в соответствии с условиями Конвенции. В феврале 2010 года Парламент принял закон о внесении изменений в Закон об арбитраже, предоставляющих определенный иммунитет государственным органам, включая национальные компании, каковой является Компания, в контексте арбитражных решений и решений иностранных судов. Хотя такой иммунитет должен распространяться только на государственные органы, поскольку они осуществляют функции суверена, а не коммерческую деятельность, а выпуск Облигаций в рамках Программы следует считать коммерческой деятельностью (и, согласно Трастовому договору, Компания отказалась в той степени, в которой это допускается применимым законодательством, от любого иммунитета, которым она может быть наделена в отношении Облигаций или Гарантии), согласно принятым изменениям вопрос о том, считается ли определенная деятельность по своей природе суверенной или коммерческой, подлежит разрешению казахстанским судом дифференцированно в каждом отдельном случае.

СОДЕРЖАНИЕ

СТАБИЛИЗАЦИЯ.....vii
ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ РЕЗИДЕНТОВ ШТАТА НЬЮ-ГЕМПШИР.....vii
ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ.....vii
ИНФОРМАЦИЯ В США.....viii
ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИНФОРМАЦИИ ПО ЗАПАСАМ И НЕКОТОРОЙ ИНОЙ ИНФОРМАЦИИ.....vii
ЗАЯВЛЕНИЯ ПРОГНОЗНОГО ХАРАКТЕРА.....13
ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ.....15
ДОПОЛНЕНИЕ К НАСТОЯЩЕМУ БАЗОВОМУ ПРОСПЕКТУ.....16
ДОКУМЕНТЫ, ВКЛЮЧЕННЫЕ ПОСРЕДСТВОМ ССЫЛКИ16
ПРИВЕДЕНИЕ В ИСПОЛНЕНИЕ СУДЕБНЫХ И АРБИТРАЖНЫХ РЕШЕНИЙ О ГРАЖДАНСКО-ПРАВОВОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ 17
КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ КОМПАНИИ.....20
ОБЗОР ОТОБРАННОЙ ФИНАНСОВОЙ И ИНОЙ ИНФОРМАЦИИ 31
ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ ПРОГРАММЫ.....38
ФАКТОРЫ РИСКА.....48
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДОХОДА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ОБЛИГАЦИЙ.....94
KMG FINANCE 95
КАПИТАЛИЗАЦИЯ.....97
НЕКОТОРАЯ ФИНАНСОВАЯ И ДРУГАЯ ИНФОРМАЦИЯ.....98
АНАЛИЗ И ОБСУЖДЕНИЕ РУКОВОДСТВОМ РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....106
ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ.....160
ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ОХРАНА ТРУДА И ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....231
РУКОВОДСТВО.....235
УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ, СДЕЛКИ С ЕДИНСТВЕННЫМ АКЦИОНЕРОМ И СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ.....242
ФОРМА ОКОНЧАТЕЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ВЫПУСКА 253
ЧАСТЬ А – ДОГОВОРНЫЕ УСЛОВИЯ.....253
ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ.....265
ЧАСТЬ Б – ИНАЯ ИНФОРМАЦИЯ.....265
НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ КАЗАХСТАНА.....315
НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ.....343
ОГРАНИЧЕНИЯ ПО ПЕРЕДАЧЕ 364
ПРИЛОЖЕНИЕ II – ГЛОССАРИЙ ЕДИНИЦ ИЗМЕРЕНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИХ ТЕРМИНОВ.....380
УКАЗАТЕЛЬ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И ОТЧЕТОВ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ.....382
ПРИЛОЖЕНИЕ А – ОТЧЕТ КОМПАНИИ «GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES LTD.»

КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ КОМПАНИИ

Настоящее описание должно рассматриваться в качестве введения к настоящему Базовому проспекту, и любые решения об инвестировании в Облигации должны приниматься после рассмотрения настоящего Базового проспекта в целом.

Общее описание Компании

Компания является национальной нефтегазовой вертикально-интегрированной компанией Казахстана, осуществляющей операции по разведке и добыче (upstream), транспортировке (midstream) и переработке и реализации (downstream) главным образом в Казахстане. На основании статистических данных Агентства по статистике и внутренних данных Компании руководство Компании считает, что на 30 июня 2010 года, на консолидированной основе (включая пропорциональную долю участия в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях), Компания являлась крупнейшим производителем сырой нефти в Казахстане по объемам добычи. В соответствии с данными Агентства по статистке и собственной статистикой Компании, Компания также является оператором крупнейших по протяженности и пропускной способности сетей нефте- и газопроводов в Казахстане. Кроме того, Компании принадлежит существенная или контрольная доля участия в каждом из трех основных нефтеперерабатывающих заводов в Казахстане, а также в крупном нефтеперерабатывающем заводе в Румынии. См. «*Факторы риска – Факторы риска касательно деятельности Компании – Компания может потерять контроль над НПЗ Петромидия или может быть обязана уплатить значительное количество денег в результате судебного иска Румынского Правительства против НПЗ Ромпетрол в связи с конвертируемыми облигациями Ромпетрола или по урегулированию претензий Правительства Румынии*».

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, объемы добычи Компании составили 10,3 млн. тонн сырой нефти (4,3 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) и 2,2 млрд. $м^3$ газа (0,4 млрд. $м^3$ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) по сравнению с 8,6 млн. тонн сырой нефти (4,4 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) и 1,9 млрд. $м^3$ газа (0,4 млрд. $м^3$ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года. Согласно внутренней информации Компании и информации, полученной из Агентства по статистике, объемы добычи Компании по сырой нефти составили 26,2% и 23,2% от общих объемов добычи сырой нефти в Казахстане за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 и 2009 годов, соответственно.

На конец года, закончившийся 31 декабря 2009 года, объемы добычи Компании составили 18,2 млн. тонн сырой нефти (9,0 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) и 4,2 млрд. $м^3$ газа (0,9 млрд $м^3$ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) по сравнению с 17,1 млн. тонн сырой нефти (9,5 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) и 3,7 млрд. $м^3$ газа (1,3 млрд. $м^3$ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) на конец 2008 года. Согласно внутренней информации Компании и информации, полученной из Агентства по статистике, объемы добычи Компании по сырой нефти составили 23,9% и 24,2% от общих объемов добычи сырой нефти в Казахстане в 2009 и 2008 годах, соответственно.

На 30 июня 2010 года общая протяженность сетей трубопроводов для транспортировки сырой нефти, владельцем или оператором которых является Компания, составила 7 279 км, а общая протяженность сетей газопроводов, владельцем или оператором которых является Компания, – 12 577 км.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, общие объемы произведенных Компанией продуктов (нефте)переработки составили 8,1 млн. тонн (6,9 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях), соответственно.

В 2009 и 2008 годах общие объемы произведенных Компанией продуктов (нефте)переработки составили 12,0 млн. тонн и 10,2 млн. тонн (10,1 млн. тонн и 8,2 млн. тонн, соответственно, за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях), соответственно.

Компания осуществляет подсчет своих запасов на основе казахстанской методологии, которая существенно отличается от международно признанных классификаций и методологий, установленных Стандартами PRMS и SEC. См. раздел *«Представление информации о финансовых резервах и другой информации – Информация по определенным резервам»*, особенно в отношении того, каким образом и в какой степени при подсчете запасов учитываются коммерческие факторы. Согласно данным, полученным на основе казахстанской методологии, на 31 декабря 2009 года запасы Компании по сырой нефти категорий A+B+C1 составили 748,1 млн. тонн (359,0 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях), а запасы Компании по природному газу категорий A+B+C1 составили 102,2 млрд. $м^3$ (58,8 млрд. $м^3$ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях). См. раздел *«Нефтегазовая промышленность в Казахстане – Классификация запасов»*.

По состоянию на 31 декабря 2009 года обеспеченность Компании запасами сырой нефти категории A+B+C1 составляла 41,1 года (40,0 лет за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях), а обеспеченность Компании по запасам природного газа была 24,2 года (63,6 года за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях). Обеспеченность запасами рассчитывается путем деления соответствующих запасов на соответствующие объемы добычи. В 2009 году коэффициент восполнения запасов сырой нефти категорий A+B+C1 Компании (рассчитанный как отношение чистого объема новых доказанных запасов сырой нефти в тоннах к ежегодному объему добычи сырой нефти в тоннах) составил 439% (минус 22%, за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) в сравнении с 647% (641% за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) в 2008 году. Такое сокращение коэффициента восполнения запасов категорий A+B+C1 Компании в 2009 году по сравнению с 2008 годом произошло, главным образом, из-за более значительного эффекта от приобретения Компанией в 2008 году дополнительной доли участия в КСКП в размере 8,48% по сравнению с эффектом от приобретения Компанией 50% доли участия в ММГ в 2009 году.

Совокупный доход Компании увеличился на 41,5% до 1 015,5 млрд. тенге за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года по сравнению с 717,6 млрд. тенге за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года. Чистый доход Компании увеличился на 84,3% до 189,6 млрд. тенге за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года по сравнению с 102,9 млрд. тенге за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года.

На 31 декабря 2009 года совокупный доход Компании сократился на 15,7% и составил

1 589,5 млрд. тенге по сравнению с 1 885,6 млрд. тенге в 2008. Чистая прибыль Компании в 2009 году также сократилась на 51,3% и составила 190,6 млрд. тенге по сравнению с 391,1 млрд. тенге в 2008 году.

По состоянию на 30 июня 2010 года, совокупные активы компании составили 5 448,6 млрд. тенге по сравнению с 5 126,0 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2009 года и по сравнению с совокупными активами на 31 декабря 2008 года, которые составили 3 906,7 млрд. тенге.

В таблице ниже перечислены основные дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании, основные направления их деятельности и относящаяся к ним определенная информация на дату составления настоящего Базового проспекта.

Наименование и направление деятельности	**Доля участия %**	**Описание деятельности**
Разведка и добыча		
АО «Разведка-Добыча КазМунайГаз» [1] (далее – РД КМГ)	61,36 [2]	РД КМГ – основная дочерняя организация Компании, осуществляющая операции по наземной разведке и добыче, а также ее крупнейшая дочерняя организация по запасам и объемам добычи. РД КМГ осуществляет добычу нефти и газа на 46 нефтяных и газовых месторождениях в Западном Казахстане, в том числе на месторождении Узень, запасы которого по состоянию на 31 декабря 2009 года составляли 21,0% от объема запасов сырой нефти Компании. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, объемы добычи РД КМГ составили 4,3 млн. тонн сырой нефти и 431,9 тыс. $м^3$ газа. В 2009 году объемы добычи РД КМГ составили 9,0 млн. тонн сырой нефти и 924,4 тыс. $м^3$ газа, а на 31 декабря 2009 года, согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти категорий A+B+C1 составили 233,1 млн тонн, а запасы газа категорий A+B+C1 – 58 771 тыс. $м^3$. • ТОО СП «Казгермунай» (далее – Казгермунай) – 50,00% Казгермунай – совместно контролируемое предприятие между РД КМГ и ПКИ (через дочернюю организацию), каждая из которых владеет 50% долей участия. Казгермунай осуществляет разработку месторождения Акшабулак в Южном Казахстане. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, объемы добычи Казгермуная, относимые на счет РД КМГ, составили 0,8 млн. тонн сырой нефти и 128,6 тыс. $м^3$ газа. В 2009 году объемы добычи Казгермуная, относимые на счет РД КМГ, составили 1,6 млн. тонн сырой нефти и 260,4 тыс. $м^3$ газа, а на 31 декабря 2009 года, согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти Казгермуная категорий A+B+C1, относимые на счет РД КМГ, составили 15,7 млн тонн.

- «ПетроКазахстан Инк.» (далее – ПКИ) – 33,00%

В декабре 2009 года РД КМГ завершила процесс приобретения у Компании 100% простых акций компании «КМГ ПКИ Файнэнс», которой, в свою очередь, принадлежит 33% доли участия в ПКИ. ПКИ – основная ассоциированная организация Компании, которая занимается разведкой и добычей нефти. Контрольное участие принадлежит Китайской национальной нефтедобывающей корпорации (China National Petroleum Corporation, далее – CNPC). ПКИ занимается разработкой пяти месторождений в Южном Казахстане. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, объемы добычи ПКИ составили 1 млн. тонн сырой нефти и 153,0 тыс. $м^3$ газа, относимые на счет РД КМГ. В 2009 году объемы добычи ПКИ составили 2,1 млн. тонн сырой нефти и 291.9 тыс. $м^3$ газа, относимые на счет РД КМГ, а на 31 декабря 2009 года, согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти ПКИ категорий A+B+C1 составили 21,2 млн. тонн, относимые на счет РД КМГ.

ПКИ, в свою очередь, принадлежит 50% доли участия в Казгермунай и АО «Тургай-Петролеум». Данные по объемам добычи и запасам Казгермуная и АО «Тургай-Петролеум», относимые на счет ПКИ, консолидируются с данными по объему добычи и запасам ПКИ, включенными в настоящий Базовый проспект.

- «CITIC Canada Energy Limited» (далее – CCEL) – 50,00%

CCEL – совместно контролируемое предприятие между РД КМГ и компанией «CITIC Resources Holdings Limited» (далее – CITIC), каждой из которых принадлежит 50% доли участия, осуществляющее разработку месторождения Каражанбас в Западном Казахстане. За шесть месяцев, заканчивающихся 30 июня 2010 года, объемы добычи CCEL составили 0,9 млн. тонн сырой нефти и 7,7 тыс. $м^3$ газа, а на 31 декабря 2009 года, согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти категорий A+B+C1 составили 28,8 млн. тонн, в каждом случае относимые на счет РД КМГ исходя из доли участия РД КМГ в CCEL.

ТОО «Тенгизшевройл» (далее – ТШО)	20,00	ТШО – совместно контролируемое предприятие, которое является оператором главным образом месторождения Тенгиз (далее – Тенгиз) в Западном Казахстане, одного из крупнейших разрабатываемых месторождений в мире по объему запасов категорий A+B+C1, которые на 31 декабря 2009 года составили 28,9% запасов Компании по сырой нефти категорий A+B+C1. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, уровень добычи ТШО, относимый на счет Компании, составил 2,5 млн. тонн сырой нефти и 1 308,1 тыс. $м^3$ газа, В 2009 году уровень добычи ТШО, относимый на счет Компании, составил 4,5 млн тонн сырой нефти и 2 338,1 тыс. $м^3$ газа, и, на 31 декабря 2009 года, согласно казахстанской методологии, запасы сырой нефти категорий A+B+C1, относимые на счет Компании, составили 233,8 млн. тонн. Весь газ, добываемый на месторождении Тенгиз, основном месторождении ТШО, является попутным газом и не может классифицироваться как газ категории A, B или C1 согласно казахстанской методологии и, соответственно, не включается в оценки запасов, представленные в настоящем Базовом проспекте.

Консорциум Северо-Каспийского проекта (далее – КСКП)	16,81	КСКП – консорциум, который через операторскую компанию занимается разработкой месторождения Кашаган (далее - Кашаган) на Каспийском море. В октябре 2008 года доля Компании в КСКП увеличилась с 8,33% до 16,81% после того, как все международные стороны КСКП и казахстанские органы подписали соглашение по реализации новых контрактных и рамочных основ корпоративного управления и контроля КСКП, передача дополнительных 8,48% доли участия в КСКП от других участников Компании была завершена. Ожидается, что добыча на месторождении Кашаган начнется к четвертому кварталу 2012 года, см. раздел *«Деятельность – Разведка и добыча – Проекты по разведке – КСКП – Месторождение Кашаган»*. Согласно казахстанской методологии, на 31 декабря 2009 года запасы сырой нефти КСКП категорий A+B+C1, относимые на счет Компании, составили 127,9 млн. тонн, что составляет 17,1% от запасов Компании по нефти категорий A+B+C1, исходя из принадлежащей Компании 16,81% доли участия в КСКП. В январе 2009 года оператором КСКП вместо компании «Eni S.pA.» стала «North Caspian Operating Company» (далее – NCOC) – вновь сформированное совместно контролируемое предприятие, созданное участниками.
АО «Мангистауму-найгаз» (далее – ММГ) [3]	50,00	ММГ – занимающаяся добычей и разведкой нефтегазовая компания, собственником которой является «Mangistau Investments B.V.» (далее – MIBV) – совместно контролируемое предприятие между КМГ и «CNPC Exploration and Development Company Ltd.» (далее – CNPC E&D), в котором каждому участнику принадлежит 50% доли участия. КМГ приобрела свою долю участия в ММГ 25 ноября 2009 года. ММГ является одной из крупнейших нефтедобывающих компаний Казахстана и осуществляет разработку месторождения Каламкас, одного из крупнейших месторождений в Казахстане, согласно Контракту на недропользование, срок которого истекает в 2027 году. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, уровень добычи ММГ составил 1,4 млн. тонн нефти и 107,6 млн. $м^3$ газа. По состоянию на 31 декабря 2009 года запасы месторождения Каламкас по сырой нефти категорий A+B+C1 оценивались в 44,2 млн. тонн, запасы газа категорий A+B+C1 в 10 859,0 тыс. $м^3$, относимые на счет Компании, и составили 5,9% и 10,6% от общих запасов Компании по сырой нефти и газу категорий A+B+C1, соответственно. ММГ также осуществляет разработку месторождения Жетыбай, запасы которого, относимые на счет Компании, по состоянию на 31 декабря 2009 года оценивались в 32,4 млн. тонн сырой нефти категорий A+B+C1 и 13 692 тыс. $м^3$ газа категорий A+B+C1 и составили 4,4% и 13,4% от общих запасов Компании по сырой нефти и газу категорий A+B+C1, соответственно.
Транспортные активы [4]		
АО «КазТрансОйл» (далее – КТО)	100,00	КТО – транспортная компания, которая владеет и эксплуатирует крупнейшую в Казахстане систему трубопроводов по транспортировке сырой нефти. В систему трубопроводов КТО входит трубопровод «Узень-Атырау-Самара» (далее – **Трубопровод УАС**) в Западном Казахстане, по которому осуществляется доставка нефти в российскую трубопроводную сеть «Транснефть» для дальнейшей доставки нефти в черноморские порты или напрямую в Европу. На 30 июня 2010 года протяженность сетей трубопроводов КТО составила 5 071 км с трубами диаметром 0,5 м и 1,8 м. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010, объемы транспортировки сырой нефти по трубопроводной сети КТО составили 25,5 млн. тонн. В году, закончившемся 31 декабря 2009г., объемы транспортировки сырой нефти по трубопроводной сети КТО составили 50,8 млн. тонн.

- ТОО СП «Казахстанско-китайский трубопровод» (далее – ККТ) – 50,00%

ККТ – совместно контролируемое предприятие между КТО и компанией «China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation» (далее – **CNODC**), каждой из которых принадлежит 50% доли участия). ККТ построил нефтепровод Атасу-Алашанькоу и нефтепровод Кенкияк-Кумколь, представляющие собой две из трех нефтепроводных систем, составляющих нефтепроводную сеть (далее – **нефтепровод КК**), целью строительства которой является создание транспортного коридора для экспорта казахстанской нефти в Китай. По состоянию на 30 июня 2010 года общая протяженность трубопровода Атасу-Алашанькоу составила 962 км с диаметром труб от 0,5 м до 1,8 м. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010, объемы транспортировки сырой нефти по нефтепроводу Атасу-Алашанькоу составили 5,0 млн. тонн. В 2009 году объемы транспортировки сырой нефти по нефтепроводу Атасу-Алашанькоу составили 7,7 млн. тонн, и эта сумма не включена в указанные выше данные КТО по объемам транспортировки по нефтепроводам. Трубопровод Кенкияк-Кумколь был завершен в октябре 2009 года; общая протяженность трубопровода составила 794 км с диаметром труб от 0,5 м до 1,8 м.

- АО СП «Северо-западная трубопроводная компания «МунайТас» (далее – **МунайТас**) – 51,00%

МунайТас – совместно контролируемое предприятие между КТО (51% доля) и компанией «CNPC Exploration and Development Company Ltd.» (далее – CNPC E&D) (49% доля). МунайТас построил нефтепровод Кенкияк-Атырау, который берет свое начало в городе Кенкияк в Актюбинской области в Западном Казахстане, заканчивается в городе Атырау и представляет собой одну из трех трубопроводных систем, составляющих нефтепровод Казахстан-Китай (вместе с нефтепроводом Атасу-Алашанькоу и нефтепроводом Кенкияк-Кумколь). Трубопровод Кенкияк-Атырау соединяет нефтепровод УАС и нефтепровод, протянувшийся с нефтяных месторождений Западного Казахстана через Россию к экспортной перевалочной нефтебазе КТК на Черном море возле российского порта Новороссийск (далее – **нефтепровод КТК**). Оператором трубопровода Кенкияк-Атырау является КТО. По состоянию на 30 июня 2010 года протяженность нефтепровода Кенкияк-Атырау составила 448,8 км с трубами диаметром от 0,5 до 1,8 м. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010, объемы транспортировки сырой нефти по трубопроводу Кенкияк-Атырау составили 1,9 млн. тонн. В 2009 году объемы транспортировки сырой нефти по трубопроводу Кенкияк-Атырау составили 5,9 млн. тонн, и эта сумма не включена в указанные выше данные КТО по объемам транспортировки.

АО «КазТрансГаз» (далее – **КТГ**)	100,00	КТГ – транспортная компания, которая владеет 100%-ной долей участия в АО «Интергаз Центральная Азия» (далее – ИЦА), которая в свою очередь управляет крупнейшей в Казахстане сетью газопроводов. В сеть газопроводов ИЦА входит газопровод Средняя Азия – Центр, который является кратчайшим маршрутом, соединяющим газодобывающие регионы в Центральной Азии (в основном Туркменистан и Узбекистан) через Россию с Европой. По состоянию на 30 июня 2010 года общая протяженность сети газопроводов ИЦА составила 12 557 км, включая 131 км труб с диаметром менее 0,5 м и 12 446 км труб с диаметром от 0,5 до 1,4 м. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010, объем транспортировки по сети газопроводов ИЦА составил 54,5 млрд. $м^3$ газа. В 2009 году объем транспортировки по сети газопроводов ИЦА составил 91,1 млрд. $м^3$ газа.

		• ТОО «Азиатский газопровод» (далее – **АГП**) – 50,00% АГП – совместно контролируемое предприятие между КТГ и CNPC, каждой из которых принадлежит по 50% доли участия. АГП создано с целью строительства и эксплуатации на территории Казахстана газопровода Туркменистан-Китай, по которому транспортируется газ из Центрально-Азиатских республик в основные населенные центры Южного Казахстана и Китая (далее – **Азиатский газопровод**). 12 декабря 2009 года была завершена первая очередь данного проекта, состоящая из трубопровода пропускной мощностью 10 млрд. $м^3$ в год. В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, АГП пропустил 2,9 млрд. $м^3$ газа.
Перерабатывающие активы		
АО «КазМунайГаз Переработка и Маркетинг» (далее – КМГ ПМ)	100,00	КМГ ПМ (ранее АО «Торговый Дом «КазМунайГаз»») – основное предприятие Компании по переработке, маркетингу и торговле. 16 июня 2010 года «КазМунайГаз Переработка и Маркетинг» был переименован из АО «Торговый Дом «КазМунайГаз»», чтобы название более точно отражало основные виды деятельности КМГ ПМ, такие как переработка сырой нефти, эксплуатация сети заправочных станций и реализация сырой нефти и продуктов нефтепереработки Компании. Через КМГ ПМ Компания имеет существенную или контрольную долю участия во всех трех основных нефтеперерабатывающих заводах Казахстана – Атырауском НПЗ, Шымкентском НПЗ и Павлодарском НПЗ. Кроме того, КМГ ПМ принадлежит 100% доля участия в компании «The Rompetrol Group N.V.» (далее – **Ромпетрол**), которая в свою очередь имеет контрольную долю участия в Петромидиа НПЗ в Румынии (как определено далее). За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, объемы производства КМГ ПМ составили 8,1 млн. тонн продуктов (нефте)переработки. В 2009 году, закончившимся 31 декабря, объемы производства КМГ ПМ составили 12,0 млн. тонн продуктов (нефте)переработки. Основными перерабатывающими активами КМГ ПМ являются: • Павлодар С августа 2009 года КМГ ПМ через ТД «КазМунайГаз Эн.Ви.» владеет 100%-ной долей участия в компании «Refinery Company RT», которой принадлежат все активы Павлодарского НПЗ (далее – **Павлодарский НПЗ**) вместе с 58% доли участия в АО «Павлодарский НПЗ» – юридическом лице, которое является держателем лицензии на эксплуатацию Павлодарского НПЗ (остальные 42% доли участия в АО «Павлодарский НПЗ» принадлежат государству). Компания «Refinery Company RT» сдает в аренду 100% активов, составляющих Павлодарский НПЗ, АО «Павлодарский НПЗ», которое осуществляет эксплуатацию Павлодарского НПЗ. По состоянию на 30 июня 2010 года проектная мощность Шымкентского НПЗ составила 20 548 тонн нефти в день. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, на Павлодарском НПЗ было переработано 2,6 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки составил 2,5 млн тонн, а в 2009 году, закончившемся 31 декабря, на Павлодарском НПЗ было переработано 4,1 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки составил 3,8 млн тонн.

• Атырау

КМГ ПМ принадлежит 99,17% доли участия в нефтеперерабатывающем заводе, расположенном в г. Атырау в Западном Казахстане (далее – Атырауский НПЗ). На 30 июня 2010 года проектная мощность Атырауского НПЗ составила 13 698 тонн нефти в день, а фактическая производительность составила 10 748 тонн нефти в день. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, на Атырауском НПЗ было переработано 2,0 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки составил 2,0 млн тонн. В 2009 году, закончившемся 31 декабря, на Атырауском НПЗ было переработано 4,0 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки составил 3,7 млн тонн.

• Шымкент

КМГ ПМ через компанию «Валсера Холдингз Би.Ви.» косвенно владеет 49,72% доли участия в ТОО «ПетроказахстанОйлПродактс», которое, в свою очередь, владеет нефтеперерабатывающим заводом, расположенным в г. Шымкенте в Южном Казахстане (далее – **Шымкентский НПЗ**). На 30 июня 2010 года и 31 декабря 2009 года проектная мощность Шымкентского НПЗ составила 15 068 тонн нефти в день, а фактическая производительность составила 11 021 тонну нефти в день. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, на Шымкентском НПЗ было переработано 2,5 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки, относимый на счет Компании, составил 2,4 млн тонн. В 2009 году, закончившемся 31 декабря, на Шымкентском НПЗ было переработано 4,0 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки, относимый на счет Компании, составил 1,9 млн тонн.

• Петромидиа

КМГ ПМ через компанию «Ромпетрол» владеет 54 % (98% по состоянию на 30 июня 2010 года, по сравнению с 76,39% по состоянию на 31 декабря 2009 года) доли участия в компании «Rompetrol Rafinare S.A.», которая, в свою очередь, владеет Петромидиа НПЗ, расположенным в г. Наводари в Румынии (далее – **Ромпетрол НПЗ**). См. раздел *«Деятельность – Переработка, маркетинг и реализация – Перерабатывающие предприятия – НПЗ Петромидиа».* На 30 июня 2010 года проектная мощность НПЗ Петромидиа составила 13 698 тонн нефти в день, а фактическая производительность составила 10 748 тонн нефти в день. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010, на НПЗ Петромидиа было переработано 1,9 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки составил 2,2 млн тонн.

В 2009 году на НПЗ Петромидиа было переработано 4,0 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки составил 3,9 млн. тонн.

Примечания:

(1) В июле 2010 года Компания и РД КМГ достигли соглашения, согласно которому Компания передает РД КМГ 50% своей доли в MIBV (совместном предприятии, через которое Компания получает 50 % в ММГ), 50% доли в «Казахойл Актобе» и 51% в ТОО «КазахТуркМунай», в соответствии с регулятивным решением, отклоняющим преимущественные права Правительства согласно статьям 12 и 36 нового Закона о недропользовании. Согласно соглашению, РД КМГ выплатит Компании общую компенсацию 750 млн. долларов США наличными (330 млн. долларов США за MIBV, 350 млн. долларов США за «Казахойл Актобе» и 70 млн. долларов США за ТОО «КазахТуркМунай») и возьмет на себя чистую задолженность 1 499 млн. долларов США (1 330 млн. долларов США чистой задолженности от MIBV, 116 млн. долларов США чистой задолженности от «Казахойл Актобе» и 53 млн. долларов США от ТОО «КазахТуркМунай»). Передачи были утверждены советом директоров Компании и, поскольку приобретения РД КМГ составляют соответствующие операции между сторонами, неисполнительными директорами РД КМГ. Завершение передач назначено на конец 2010 года.

(2) По состоянию на 30 июня 2010 года в процентном отношении к простым голосующим акциям РД КМГ.

(3) В июле 2010 года Компания и РД КМГ достигли соглашения, согласно которому Компания передаст РД КМГ 50% своей доли в MIBV (совместном предприятии, через которое Компания получает 50 % в ММГ) для выплаты компенсации 330 млн. долларов США и чистой задолженности MIBV 1 330 млн. долларов США в соответствии с регулятивным решением, отклоняющим преимущественные права Правительства согласно статьям 12 и 36 нового Закона о недропользовании. Завершение передачи назначено на конец 2010 года.

(4) Для получения детальной информации по пропускной способности трубопроводов Компании см. раздел *«Деятельность – транспортировка»*.

Организационная структура с указанием основных дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций Компании, приводится в разделе ***«Деятельность – Корпоративная структура»***.

Общее описание KMG Finance

KMG Finance учрежден в форме частной компании с ограниченной ответственностью (*besloten vennootschap met beperkte aansprakelijkheid или B.V.*) в соответствии с законодательством Нидерландов 9 июня 2006 года на неограниченный срок за регистрационным номером в торговом реестре Амстердама (Нидерланды) 34249875. KMG Finance является прямой стопроцентной дочерней организацией компании «Coöperatieve KazMunaiGaz PKI U.A.», зарегистрированной в Нидерландах. Компания является участником компании «Coöperatieve KazMunaiGaz PKI U.A.», совместно с ТОО «КМГ-КумКоль», которое является стопроцентной дочерней организацией Компании.

Единственный акционер и отношения с государством

Компания находится в полном косвенном владении государства. См. раздел *«Акционерный капитал, единственный акционер и сделки с заинтересованностью – Самрук-Казына»*. Государство оказывает серьезное влияние на принятие решений Компании и может определять ее стратегию, принимать принципиальные решения, связанные с деятельностью Компании (в том числе в вопросах инвестирования, заимствований, управления рисками и распределением активов), а также осуществлять контроль за их исполнением.

Являясь национальной нефтегазовой компанией, Компания была назначена Правительством бенефициаром преимущественного права государства на приобретение долей участия в различных лицензиях и контрактах на разведку и добычу (начиная с 1999 года операции по недропользованию осуществляются только на основании контрактов) или соглашений о разделе продукции (далее совместно – **Контракт на недропользование**) в случае предложения таких соглашений или предприятий, получающих выгоду по таким соглашениям, к продаже.

В 2002 году Правительство прояснило вопрос разделения функций между Компанией и государственными органами в нефтегазовой области (Постановление Правительства №707 от 29 июня 2002 года). В 2002 году Правительством также были приняты правила представления Компанией государственных интересов в контрактах на недропользование посредством обязательного участия Компании в нефтяных проектах (Постановление Правительства №708 от 29 июня 2002 года). Компания была наделена полномочиями «уполномоченного органа» в отношении осуществления контроля, мониторинга и регулирования нефтяных операций в рамках

соглашений о разделе продукции (далее – **СРП**).

Указ Президента от 12 марта 2010 года реструктурировал несколько правительственных министерств и, в частности, было создано Министерство нефти и газа Республики Казахстан (далее – **МНГ**). Согласно Новому закону о недропользовании и Положению о МНГ (№ 291-IV, от 24 июня 2010) (одобрено Постановлением Правительства №454 от 20 мая 2010 года), определенные некоммерческие или регулятивные функции Компании как «уполномоченного органа» Правительства, включая, среди прочего, представление Государства в рамках СРП по Северо-Каспийскому проекту (как определено ниже) и месторождению Карачаганак, будут переданы МНГ. Ожидается, что создание МНГ и связанный с этим переход некоммерческих и регулятивных функций от Компании к МНГ не приведут к какому-либо неблагоприятному воздействию на права Компании по приоритетному приобретению долевого участия в Соглашениях о недропользовании или на ее запасы либо другие коммерческие интересы. *См. «Нефтегазовая Промышленность Казахстана – Органы Управления – Министерство Нефти и Газа».*

В июне 2010 года Компания учредила компанию с ограниченной ответственностью «СРП» (Соглашение о разделе продукции), 100% дочернее предприятие с уставным капиталом 5000 миллионов тенге. ООО «СРП» полностью принадлежит Компании как агенту Правительства, все активы и деятельность управляются на благо Министерства Нефти и Газа. Главная задача «СРП» - контролировать и защищать интересы Правительства по СРП. На дату настоящего Базового проспекта ООО «СРП» ответственно за соглашение о разделе продукции по месторождениям Кашаган и Карачаганак. Распределение обязанностей и функций МНГ, Компании и «СРП» в отношении агентских функций, исторически покрываемых Компанией, находится в стадии обсуждения. МНГ, Компания и «СРП» вовлечены в переговоры по принятию наиболее подходящей структуры для оптимизации и защиты интересов всех сторон. На момент настоящего Базового проспекта, решение не было принято.

Основные преимущества

По мнению Компании, ее основными преимуществами являются:

- Сильная поддержка со стороны государства, которое косвенно владеет 100% доли участия в Компании;
- Компания является крупнейшим производителем сырой нефти в Казахстане на консолидированной основе и владеет существенными долями участия во многих крупнейших нефтегазовых проектах в Казахстане.
- Компания является бенефициаром преимущественного права государства на приобретение долей участия в Контрактах о недропользовании при предложении таких соглашений или предприятий, получающих выгоду по таким соглашениям, к продаже.
- Компания является оператором разветвленных сетей нефтяных и газовых трубопроводов Казахстана; и
- В настоящее время Компания владеет существенными долями участия во всех трех основных нефтеперерабатывающих заводах Казахстана, а также в одном крупном НПЗ в Румынии.

Стратегия

Цель Компании заключается в сохранении своего статуса ведущей нефтегазовой вертикально-интегрированной компании в Казахстане посредством сосредоточения усилий на следующих

приоритетных направлениях:

- Увеличение общих объемов добычи Компании и ее запасов путем заключения сделок по приобретению и проведению поисково-разведочных операций;
- Расширение транспортных систем Компании путем разработки новых транспортных маршрутов и увеличения мощностей существующих сетей;
- Повышение роли Компании в «цепочке добавленной стоимости» нефти и газа посредством маркетинга и реализации нефтепродуктов конечным потребителям таких нефтепродуктов; и
- Увеличение эффективности своей деятельности посредством реорганизации своей корпоративной структуры.

Кредитные рейтинги

Компании присвоены долгосрочные рейтинги в иностранной валюте: Baa3 (прогноз – стабильный) агентством «Moody's Investors Service» (далее – **Moody's**), BB+ (прогноз – стабильный) агентством «Standard & Poor's Rating Services» (далее – **S&P**), BBB- (прогноз – негативный) агентством «Fitch Ratings» (далее – **Fitch**). Рейтинги ценных бумаг не являются рекомендациями к покупке, продаже или удержанию ценных бумаг и могут быть в любой момент пересмотрены или отозваны присвоившим их рейтинговым агентством. См. раздел *«Факторы риска – Факторы риска, связанные с Республикой Казахстан – Факторы риска, связанные с Облигациями – Последние события показали, что кредитные рейтинги не отражают все риски»*.

Факторы риска

Более подробное описание рисков и других факторов, которые следует учитывать при принятии инвестиционных решений в отношении Облигаций, выпускаемых в рамках Программы, приводится в разделах *«Факторы риска»* и *«Заявления прогнозного характера»*.

ОБЗОР ОТОБРАННОЙ ФИНАНСОВОЙ И ИНОЙ ИНФОРМАЦИИ

Указанная ниже финансовая информация по Компании по состоянию на и за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, а также на и за года, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 гг. (в зависимости от обстоятельств), взята из Финансовой отчетности и должна рассматриваться совместно с Промежуточной Финансовой Отчётностью за 2010 год с Финансовой отчетностью за 2009 год, а также полностью ограничивается Финансовой отчетностью за 2009 год, в обоих случаях, включая примечания к ней, содержащиеся в других разделах настоящего Базового проспекта.

Потенциальные инвесторы должны рассматривать отобранную финансовую и иную информацию совместно с информацией, содержащейся в разделах «Факторы риска», «Капитализация», «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности», «Деятельность», Промежуточная Финансовая Отчётность за 2010 год, а также с Финансовой отчетностью за 2009 год, включая примечания к ней, и иными данными о финансовом состоянии, приводимыми в других разделах настоящего Базового проспекта.

Данные консолидированного отчета о финансовом положении	**На 30 июня**		**На 31 декабря**			**% разница между 31 декабря 2009 и 30 июня 2010**	**% разница между 31 декабря 2008 и 2009**
	2010(1) (неаудир)	**2010 (неаудир)**	**2009(2) (неаудир)**	**2009**	**2008 (3)**		

	(млн долл. США)	(млн. тенге)	(млн.долл. США)	(млн. тенге)			
АКТИВЫ							
Внеоборотные активы							
Недвижимость, здания и оборудование	**16,157.2**	**2,382,547.2**	14,933.8	2,215,574.1	1,797,313.8	**7,5%**	**23.3%**
Разведочные и оценочные активы	**802.0**	**118,264.9**	774.2	114,861.1	81,653.2	**3,0%**	**40.7%**
Нематериальные активы	**1,239.6**	**182,787.7**	1,748.8	259,455.3	75,319.4	**(29,5)%**	**244.5%**
Долгосрочные банковские депозиты	**332.6**	**49,040.9**	124.5	18,464.4	29,694.2	**165,6%**	**(37.8)%**
Инвестиции в СП и связанные стороны	**4,571.6**	**674,126.1**	4,346.3	644,811.2	525,187.2	**4,5%**	**22.8%**
Активы по отсроченному подоходному налогу	**83.3**	**12,281.6**	85.8	12,726.7	4,149.9	**(3,5)%**	**206.7%**
НДС к возмещению	**26.2**	**3,858.8**	47.5	7,049.9	3,718.4	**(45,3)%**	**89.6%**
Предоплата по внеоборотным активам	**128.4**	**18,935.8**	125.7	18,647.1	14,041.9	**1,5%**	**32.8%**
Долговые обязательства к получению	**424.8**	**62,634.3**	421.4	62,521.0	0.0	**0,2%**	**–**
Вексель к получению от акционера СП	**133.4**	**19,665.1**	136.6	20,268.9	18,862.0	**(3,0)%**	**7.5%**
Векселя к получению от ассоциированных организаций	**118.4**	**17,462.5**	108.4	16,075.4	0.0	**8,6%**	**–**
Заём ассоциированной стороне	**–**	**–**	54.1	8,028.2	0.0	**–**	**–**
Прочие внеоборотные активы	**105.8**	**15,607.1**	69.4	10,300.1	7,153.3	**51,5%**	**44.0%**
	24,123.2	**3,557,212.1**	**22,976.4**	**3,408,783.5**	**2,557,093.2**	**4,4%**	**33.3%**
Краткосрочные активы							
Товарно-материальные запасы	1,107.6	163,333.1	1,086.9	161,249.7	99,580.3	**1,3%**	61.9%
НДС к возмещению	344.2	50,758.8	257.9	38,260.1	40,305.7	**32,7%**	(5.1)%
Предоплата по подоходному налогу	113.0	16,668.4	80.7	11,979.8	7,790.7	**39,1%**	53.8%
Торговая дебиторская задолженность	1,199.4	176,864.6	958.3	142,179.6	111,796.3	**24,4%**	27.2%
Краткосрочные финансовые активы	6,086.2	897,471.0	4,824.1	715,704.6	551,176.2	**25,4%**	29.9%
Вексель к получению от акционера СП	21.0	3,092.5	7.3	1,082.1	0.0	**185,8%**	–
Дивиденды к получению от ассоциированных организаций	17.4	2,570.7	99.0	14,687.6	0.0	**(82,5)%**	–
Прочие краткосрочные активы	589.9	86,985.9	454.7	67,458.2	47,156.0	**28,9%**	43.1%
Денежные средства и эквиваленты	3,341.2	492,698.6	3,802.9	564,191.2	491,761.7	**(12,70)%**	14.7%
	12,820.0	1,890,443.6	11,571.8	1,716,792.9	1,349,567.0	**10,1%**	27.2%
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	6.6	980.5	2.6	378.4	13.2	**159,1%**	**2,766.7%**
	12,826.7	1,891,424.1	11,574.4	1,717,171.3	1,349,580.2	**10,1%**	27.2%
ИТОГО АКТИВОВ	36,949.9	5,448,636.2	**34,550.8**	**5,125,954.7**	**3,906,673.4**	**6,3%**	**31.2%**
СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА							
Акционерный капитал	**1,082.6**	**159,647.5**	1,076.1	159,647.5	158,049.4	**0,0%**	1.0%
Дополнительно оплаченный капитал	**15.2**	**2,248.1**	15.2	2,248.1	9,013.5	**0,0%**	(75.1)%
Прочий собственный капитал	**33.8**	**4,990.7**	33.1	4,910.4	1,385.0	**1,6%**	254.5%
Резерв от пересчета валюты	**1,189.4**	**175,390.8**	1,232.5	182,852.7	(27,799.0)	**(4,1)%**	(757.8)%
Нераспределённая прибыль	**11,525.7**	**1,699,583.5**	10,328.1	1,532,273.7	1,468,030.8	**10,9%**	4.4%
Относящийся к собственному капиталу акционеров учредителя	**13,846.9**	**2,041,860.6**	**12,684.9**	**1,881,932.4**	**1,608,679.9**	**8,5%**	**17.0%**
Доля неконтролирующих участников	**3,053.1**	**450,203.0**	3,210.5	476,310.3	421,294.5	**(5,5)%**	13.1%
ИТОГО СОБСТВЕННОГО КАПИТАЛА	**16,899.9**	**2,492,063.6**	15,895.4	2,358,242.7	2,029,974.3	**5,7%**	16.2%
Долгосрочные обязательства							
Заимствования	**9,805.8**	**1,445,956.3**	9,334.9	1,384,933.0	961,525.7	**4,4%**	44.0%
Кредиторская задолженность за приобретение дополнительной доли участия в проекте Северного Каспия	**2,146.5**	**316,524.5**	2,103.3	312,052.1	239,500.8	**1,4%**	30.3%
Кредиторская задолженность за приобретение дочерней организации	**59.3**	**8,747.3**	56.7	8,405.2	0.0	**4,1%**	–
Резервы	**406.7**	**59,976.5**	382.9	56,809.5	54,536.1	**5,6%**	4.2%
Отсроченные обязательства по подоходному налогу	**938.7**	**138,418.2**	842.1	124,938.9	70,827.3	**10,8%**	76.4%
Прочие долгосрочные обязательства	**108.1**	**15,946.1**	114.4	16,966.3	21,113.9	**(6,0)%**	(19.6)%
	13,465.1	**1,985,569.0**	12,834.4	1,904,105.2	1,347,503.9	**4,3%**	41.3%
Краткосрочные обязательства							
Заимствования	**3,611.4**	**532,543.4**	3,051.6	452,741.1	188,445.5	**17,6%**	140.3%
Резервы	**319.3**	**47,079.8**	312.1	46,306.8	40,247.6	**1,7%**	15.1%
Подоходный налог к уплате	**64.0**	**9,433.2**	218.6	32,437.4	57,588.1	**(70,9)%**	(43.7)%
Торговая кредиторская задолженность	**1,270.1**	**187,287.2**	1,054.7	156,470.4	142,902.9	**19,7%**	9.5%
Прочие налоги к уплате	**560.3**	**82,615.0**	566.1	83,986.6	36,517.7	**(1,6)%**	130.0%
Обязательства по опциону пут	**–**	**–**	0.0	0.0	14,895.5	**–**	(100.0)%
Производные финансовые инструменты	**–**	**–**	1.6	240.7	105.8	**(100,0)%**	127.5%
Другие краткосрочные обязательства	**759.8**	**112,045.0**	616.2	91,423.9	48,492.2	**22,6%**	88.5%
	6,584.9	**971,003.6**	5,821.0	863,606.9	529,195.2	**12,4%**	63.2%
Всего обязательства	**20,050.0**	**2,956,572.6**	**18,655.4**	**2,767,712.0**	**1,876,699.1**	**6,8%**	**47.5%**
ИТОГО СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА	36,949.9	5,448,636.2	**34,550.8**	**5,125,954.7**	**3,906,673.4**	**6,3%**	**31.2%**

Примечания:

(1) Для удобства данные были переведены в доллары США по обменному курсу, опубликованному на KASE, тенге к доллару США на 30 июня 2010 года, 147,46 тенге за один доллар США. Такой перевод не отражает собой перевод согласно МСФО и не должен толковаться как заверение в том, что суммы в тенге были или могли быть переведены в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.

(2) Для удобства, данные были пересчитаны в доллары США по курсу тенге к доллару, опубликованных на KASE 31 декабря 2009 года, что составило 148,36 тенге за один доллар США. Такой перевод не отражает собой перевод согласно МСФО и не должен толковаться как заверение в том, что суммы в тенге были или могли быть переведены в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.

(3) Согласно требованиям МСФО некоторые корректировки были внесены в финансовую информацию за 2008 год, включенную в Финансовую отчетность за 2009 год, главным образом для того, чтобы ретроактивно применить изменение учетной политики в отношении учета долей участия в совместно контролируемых предприятиях, а также, чтобы соответствовать форме представления финансовой информации за 2008 год.

Консолидированный отчет о прибылях и убытках

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня			На конец года, закончившегося 31 декабря			% разни-ца между 6 меся-цами, закон-чив-шихся 30 июня 2009 и 2010	% разница между годами, заканчи-вшимися 31 декабря 2008 и 2009
	2010 [1] (неаудир)	2010 (неаудир)	2009 [2] (неаудир)	2009[3] (неаудир)	2009	2008(4)		
	(млн. долл. США)	(млн. тенге)		(млн. долл. США)	(млн. тенге)			
Выручка	6,895.7	1,015,454.2	717,620.7	10,776.6	1,589,548.6	1,885,605.9	41,5%	(15.7)%
Себестоимость реализованной продукции	(4.528.6)	(666,874.9)	(465,995.4)	(7,098.3)	(1,047,000.9)	(1,199,360.3)	43,1%	(12.7)%
Валовой доход	**2.367.1**	**348,579.3**	**251,625.3**	**3 678.3**	**542,547.8**	**686,245.6**	38,5%	(20.9)%
Общие и административные расходы	(457.4)	(67,349.7)	(55,889.5)	(814.3)	(120,112.8)	(145,704.1)	20,5%	(17.6)%
Транспортные расходы и расходы на продажу	(804.8)	(118,518.0)	(72,119.2)	(1,145.7)	(168,984.9)	(153,732.0)	64,3%	9.9%
Обесценение гудвилла	(10.7)	(1,579.5)	438.3	(8.9)	(1,306.5)	(23,553.1)	(460,4)%	(94.5)%
Обесценение недвижимости, зданий, оборудования		–	(563.7)	(70.3)	(10,364.2)	(6,614.6)		56.7%
Доходы (убытки) от реализации недвижимости, зданий и оборудования, нетто	(17.6)	(2,594.2)	22,609.8	123.0	18,147.5	(725.0)	(111,5)%	(2,603.2)%
Доходы от реализации дочерних организаций		–	(2,713.9)	39.2	5,787.7	2 839.5		
Прочие доходы от операционной деятельности	23.2	3,412.1	3,492.3	84.2	12,416.6	8,243.0	(2,3)%	50.6%
Прочие убытки от операционной деятельности	(23.2)	(3,415.2)	(1,373.9)	(99.0)	(14,606.4)	(6,394.4)	148,6%	128.4%
Отрицательная курсовая разница, нетто	(16.4)	(2,408.4)	(7,387.0)	(55.5)	(8,180.3)	(13,103.9)	(67,4)%	(37.6)%
Доходы от финансирования	279.2	41,116.1	44,324.0	575.4	84,867.2	101,103.8	(7,2)%	(16.1)%
Расходы на финансирование	(576.7)	(84,919.9)	(63,403.1)	(954.8)	(140,825.7)	(108,358.2)	33,9%	30.0%
Нереализованные убытки (доходы) от производных финансовых инструментов сырой нефти		–	(9,080.5)	(22.6)	(3,336.5)	3,753.0		(188.9)%
Доля дохода в СП и ассоциированных организациях	995.9	146,652.5	59,581.9	1,164.3	171,738.1	239,771.1	146,1%	(28.4)%
Прибыль до вычета подоходного налога	1,758.6	258,974.5	169,541.0	2,493.5	367,787.3	583,770.6	52,8%	(37.0)%
Расходы по подоходному налогу	471.4	(69,422.7)	(66,666.0)	(1,215.6)	(179,295.7)	(200,287.2)	4,1%	(10.5)%
Прибыль за период от продолжаемой деятельности	1,287.2	189,551.8	102,875.0	1,277.9	188,491.6	383,483.4	84,3%	(50.8)%
Прибыль после учета подоходного налога за год от прекращенной деятельности	–	–	–	14.4	2,127.6	7,637.8	–	(72.1)%
Прибыль за период	**1,287.2**	**189,551.8**	**102,875.0**	**1,292.3**	**190,619.3**	**391,121.2**	**84,3%**	**(51.3)%**
Держателям акций Компании	983.1	144,776.0	51,560.4	765.7	112,934.0	298,291.2	180,8%	(62.1)%
Доля меньшинства	304.1	44,624.7	67,181.9	526.7	77,685.3	92,830.0	(12,7)%	(16.3)%
	1 287.2	189,551.8	102,875.0	1,292.3	190,619.3	391,121.2	84,3%	(51.3)%
Прочий совокупный доход								
Перевод иностранных валют	(51.7)	(7,613.3)	(235,947.9)	1,607.0	225,506.1	3,098.3	(96,8)%	7,178.4%

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня			На конец года, закончившегося 31 декабря			% разни-ца между 6 меся-цами, закон-чив-шихся 30 июня 2009 и 2010	% разница между годами, законч-вшимися 31 декабря 2008 и 2009
	2010 [1] (неаудир)	2010 (неаудир)	2009 [2] (неаудир)	2009[3] (неаудир)	2009	2008(4)		
	(млн. долл. США)	(млн. тенге)		(млн. долл. США)	(млн. тенге)			
Реализованные убытки от имеющихся в наличии для продажи финансовых инвестиций, реклассифицированные в прибыль за период	–	–		–1,607.0	–	435.9		(100.0)%
Прочий совокупный доход (убыток) за период	(51.7)	(7,613.3)	(235,947.9)	1,528.9	225,506.1	3,534.2	(96,8)%	6,280.7%
Итого совокупный доход за период, за вычетом налогов	**1,235.5**	**181,938.5**	**338,823.0**	**2,821.2**	**416,125.4**	**394,655.4**	(46,3)%	5.4%
Держателям акций Компании	932.5	137,313.9	271,641.1	2,193.8	323,585.7	301,732.6	(49,5)%	7.2%
Доля меньшинства	303.0	44,624.7	67,181.9	627.4	92,539.7	92,922.8	(33,6)%	(0.4)%
	1 235.5	**181,938.5**	**338,823.0**	**2,821.2**	**416,125.4**	**394,655.4**	(46,3)%	5.4%

Примечание:

(1) Для удобства данные были переведены в доллары США по среднему обменному курсу тенге к доллару США, опубликованных на KASE 30 июня 2010 года, 147,26 тенге за один доллар США. Такой перевод не отражает собой перевод согласно МСФО и не должен толковаться как заверение в том, что суммы в тенге были или могли быть переведены в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.

(2) Согласно требованиям МСФО некоторые корректировки были внесены в финансовую информацию за 2009 год, включенную в Промежуточную финансовую отчетность за 2010 год, главным образом для того, чтобы показать, что исполнение справедливой ценности от приобретения Павлодарского НПЗ завершено.

(3) Для удобства, данные были пересчитаны в доллары США по курсу тенге к доллару, опубликованных на KASE в 2009 году, что составило 147,50 тенге за один доллар США. Такой перевод не отражает собой перевод согласно МСФО и не должен толковаться как заверение в том, что суммы в тенге были или могли быть переведены в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.

(4) Согласно требованиям МСФО некоторые корректировки были внесены в финансовую информацию за 2008 год, включенную в Финансовую отчетность за 2009 год, главным образом для того, чтобы ретроактивно применить изменение учетной политики в отношении учета долей участия в совместно контролируемых предприятиях, а также, чтобы соответствовать форме представления финансовой информации за 2008 год.

Основные финансовые коэффициенты и показатели

В таблице ниже приводятся основные финансовые коэффициенты и показатели, используемые руководством Компании для оценки результатов деятельности Компании. Финансовые показатели, которые приводятся в указанной таблице, отражают операции Компании.

	На и за шесть месяцев, закончившихся 30 июня			На конец года, закончившегося 31 декабря		
	2010 (неаудир.)	2010 (неаудир.)	2009 (неаудир.)	2009 (неаудир.)	2009	2008[1]
	(млн. долл. США)	(млрд. тенге, кроме коэффициентов)		(млн. долл. США)	(млрд. тенге, кроме коэффициентов)	
EBIT[6]	2,335.3[2]	343.9	232.9	3,448.3[4]	508.6	692.2
EBITDA[7]	2,751.4[2]	405.2	287.2	4,163.1[4]	614.0	790.6
Задолженность (включая текущую часть)[8]	13,417.2[3]	1,978.5	1,837.7	12,386.6[5]	1,837.7	1,150.0
Собственный капитал[9]	16,899.9[3]	2,492.1	2,356.0	15,895.4[5]	2,358.2	2,030.0
Капитализация[10]	30,317.1[3]	4,470.6	4,193.6	28,282.0[5]	4,195.9	3,180.0
Чистая капитализация[11]	26,975.9[3]	3,977.9	3,629.5	24,479.4[5]	3,632.2	2,688.0
Чистая задолженность[12]	10,076.0[3]	1,485.8	1,273.5	8,584.0[5]	1,274.0	658.0
Задолженность/EBITDA[13]	-	-	-	2.98	2.99	1.45
Чистая задолженность/чистая капитализация	0.37	0.37	0.35	0.35	0.35	0.24
Чистая задолженность/чистая капитализация	0.79	0.79	0.78	0.78	0.78	0.57
Текущая ликвидность[14]	1.95	1.95	1.99	1.99	1.99	2.55
EBIT/Расходы по финансированию	4.05	4.05	3.67	3.61	3.61	6.39

Примечание:

(1) Согласно требованиям МСФО некоторые корректировки были внесены в финансовую информацию за 2008 год, включенную в Финансовую отчетность за 2009 год, главным образом для того, чтобы ретроактивно применить изменение учетной политики в отношении учета долей участия в совместно контролируемых предприятиях, а также, чтобы соответствовать форме представления финансовой информации за 2008 год.

(2) Для удобства указанные данные переведены в доллары США по среднему обменному курсу тенге к доллару США, опубликованному на KASE за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, 147,26 тенге за один доллар США. Такой перевод не отражает собой перевод согласно МСФО и не должен толковаться как заверение в том, что суммы в тенге, были или могли быть переведены в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.

(3) Для удобства эти данные переведены в доллары США по обменному курсу тенге к доллару США, опубликованному на KASE 30 июня 2010 года,147,46 тенге за один доллар США. Такой перевод не отражает собой перевод согласно МСФО и не должен толковаться как заверение в том, что суммы в тенге, были или могли быть переведены в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.

(4) Для удобства эти данные переведены в доллары США по обменному курсу тенге к доллару США, опубликованному на KASE за 2009 год, 147,50 тенге за один доллар США. Такой перевод не отражает собой перевод согласно МСФО и не должен толковаться как заверение в том, что суммы в тенге, были или могли быть переведены в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.

(5) Для удобства эти данные переведены в доллары США по обменному курсу тенге к доллару США, опубликованному на KASE на 31 декабря 2009 года, 148,36 тенге за один доллар США. Такой перевод не отражает собой перевод согласно МСФО и не должен толковаться как заверение в том, что суммы в тенге, были или могли быть переведены в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.

(6) Компания рассчитывает показатель EBIT за соответствующий период как прибыль до уплаты подоходного налога за указанный период плюс расходы по финансированию за указанный период.

(7) Показатель EBITDA за соответствующий период – EBIT за указанный период плюс истощение, износ и амортизация за указанный период.

(8) Задолженность – текущая часть заимствований плюс долгосрочная часть заимствований на 30 июня и 31 декабря соответствующего периода.

(9) Собственный капитал – общая сумма акционерного капитала на 30 июня или 31 декабря соответствующего периода.

(10) Капитализация – задолженность плюс собственный капитал на 30 июня или 31 декабря соответствующего периода.

(11) Чистая капитализация – чистая задолженность плюс собственный капитал на 30 июня или 31 декабря соответствующего периода.

(12) Чистая задолженность – задолженность минус денежные средства и их эквиваленты на 30 июня или 31 декабря соответствующего периода.

(13) Показатель «Задолженность/EBITDA» по промежуточному периоду не был приведен, поскольку, по мнению Компании, основание для приведения показателя может быть неточным.

(14) Текущая ликвидность – отношение краткосрочных активов на 30 июня или 31 декабря соответствующего периода к краткосрочным обязательствам на 31 декабря соответствующего периода.

Следующая таблица показывает отношение EBIT и EBITDA к доходу от текущей деятельности до вычета корпоративного подоходного налога:

	На и за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2010			На конец года, закончившегося 31 декабря		
	2010[1] (неаудир.)	2010 (неаудир.)	2009[2] (неаудир.)	2009[2] (неаудир.)	2009	2008[3]
	(млн. долл. США)	(млрд. тенге, кроме коэффициентов)		(млн. долл. США)	(млрд. тенге, кроме коэффициентов)	
Доход до уплаты подоходного налога	1,756.2	259.0	169.5	2,493.5	367.8	583.8
Расходы на финансирование	(575.9)	(84.9)	(63.4)	(954.8)	(140.8)	(108.4)
EBIT[4]	2,335.3	343.9	232.9	3,448.3	508.6	692.2
Истощение, износ, амортизация	415.5	61.3	54.3	714.8	105.4	98.4
EBITDA[5]	2,751.4	405.2	287.2	4,163.1	614.0	790.6

Примечание:

(1) Для удобства указанные данные переведены в доллары США по среднему обменному курсу тенге к доллару США, опубликованному на KASE за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, 147,26 тенге за один доллар США. Такой перевод не отражает собой перевод согласно МСФО и не должен толковаться как заверение в том, что суммы в тенге, были или могли быть переведены в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.

(2) Для удобства эти данные переведены в доллары США по обменному курсу тенге к доллару США, опубликованному на KASE на 2009 год, 147,50 тенге за один доллар США. Такой перевод не отражает собой перевод согласно МСФО и не должен толковаться как заверение в том, что суммы в тенге, были или могли быть переведены в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.

(3) Согласно требованиям МСФО некоторые корректировки были внесены в финансовую информацию за 2008 год, включенную в Финансовую отчетность за 2009 год, главным образом для того, чтобы ретроактивно применить изменение учетной политики в отношении учета долей участия в совместно контролируемых предприятиях, а также, чтобы соответствовать форме представления финансовой информации за 2008 год.

(4) Компания рассчитывает показатель EBIT за соответствующий период как прибыль до уплаты подоходного налога за указанный период плюс расходы по финансированию за указанный период.

(5) Показатель EBITDA за соответствующий период – EBIT за указанный период плюс истощение, износ и амортизация за указанный период.

ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ ПРОГРАММЫ

Приведенное ниже общее описание не является полным и окончательным и во всей полноте ограничивается остальными разделами настоящего Базового проспекта. Слова и выражения, определенные в разделах «Обзор положений, связанных с Облигациями в Глобальной форме» или «Условия выпуска Облигаций» ниже имеют такие же значения в настоящем общем описании.

Эмитент:	АО Национальная Компания «КазМунайГаз» или как указано в соответствующих Окончательных Условиях, KazMunaiGaz Finance Sub B.V.
Гарант (касательно Облигаций, выпущенных KMG Finance):	АО Национальная Компания «КазМунайГаз».
Организаторы:	Credit Suisse Securities (Europe) Limited, The Royal Bank of Scotland plc, UBS Limited
Дилеры:	Credit Suisse Securities (Europe) Limited, The Royal Bank of Scotland plc, UBS Limited, а также любой(-ые) другой(-ие) Дилер(ы), назначаемый(-ые) в соответствии с Дилерским соглашением, включая Казахстанских дилеров.
Казахстанские организаторы:	Дочернее Предприятие АО Народный Банк Казахстана «Halyk Finance» и JSC Visor Capital
Казахстанские дилеры:	Дочернее Предприятие АО Народный Банк Казахстана «Halyk Finance» и JSC Visor Capital
Трастовый управляющий:	Citigroup Trustee Company Limited
Основной платежный агент:	Citibank N.A., Лондон
Регистратор:	Citigroup Global Markets Deutschland AG & Co. KGaA
Платежный агент и агент по передаче:	Citibank N.A., Лондон
Общий объем программы:	7 500 000 000 долларов США (или эквивалентная сумма в другой валюте, рассчитанная в соответствии с положениями Дилерского соглашения), которая на какую-либо дату является непогашенной. Эмитент вправе в любой момент увеличить объем Программы в соответствии с Дилерским соглашением.

Выпуск:	Облигации выпускаются Сериями. Каждая Серия может состоять из одного или нескольких Траншей, выпускаемых в разные даты выпуска. Облигации каждой Серии регулируются одними и теми же условиями, кроме случаев, когда дата выпуска и сумма первой выплаты вознаграждения по различным Траншам могут отличаться. Облигации каждого Транша регулируются во всех отношениях одними и теми же условиями, кроме случаев, когда Транш может включать Облигации различных номиналов. Каждый Транш будет регулироваться Окончательными условиями, которые, исключительно для целей такого Транша, являются дополнением к Условиям выпуска Облигаций и к настоящему Базовому проспекту, и должны рассматриваться совместно с настоящим Базовым проспектом. Условиями и положениями, применимыми к какому-либо отдельному Траншу Облигаций, являются Условия выпуска и обращения Облигаций с изменениями, дополнениями и/или применяемыми вместо них соответствующими Окончательными условиями.
Разрешение Агентства по надзору финансовых рынков:	Компания не может выпустить облигации без предварительного разрешения Агентства по надзору финансовых рынков на выпуск облигаций в соответствии с законодательством иностранного государства и размещать такие облигации за пределами Казахстана (далее – **Разрешение FMSA**).
Форма облигаций:	Каждая Серия Облигаций выпускается только в именной форме. Облигации, регулируемые Положением S, и Облигации, регулируемые Правилом 144A, будут первоначально представлены Глобальной облигацией, регулируемой Положением S, и Глобальной облигацией, регулируемой Правилом 144A, соответственно. Глобальные облигации будут подлежать обмену на Постоянные Облигации (документарные) (как определено в настоящем Базовом проспекте) в определенных обстоятельствах, предусмотренных в Глобальных облигациях.
Клиринговые системы:	Если не достигнуто соглашение об ином, DTC (Депозитарная трастовая компания) (в отношении любых Облигаций, регулируемых Правилом 144A), а также Clearstream, Luxembourg и Euroclear (в отношении любых Облигаций, регулируемых Положением S), а также другие клиринговые системы по согласованию между соответствующим Эмитентом, и, если соответствующим Эмитентом является KMG Finance, Компанией, Основным платежным агентом, Трастовым управляющим и соответствующим Дилером(-ами).

Валюты:	Облигации могут быть номинированы в любой валюте или валютах с соблюдением всех применимых требований законодательства и/или регулирующих органов и/или центрального банка. При соблюдении вышеуказанных требований платежи по Облигациям могут осуществляться и/или привязываться к любой валюте или валютам, помимо той валюты, в которой номинированы такие Облигации.
Статус облигаций:	Облигации являются прямыми, общими, безусловными и (с учетом Условия 4) необеспеченными обязательствами Эмитента, которые имеют и будут иметь равный статус по отношению друг к другу, а также в отношении права выплаты со всеми иными настоящими и будущими несубординированными обязательствами соответствующего Эмитента и, если применимо, совместно с Компанией, кроме обязательств, которые могут иметь приоритетный статус в соответствии с обязательными требованиями применимого законодательства. См. Условие 3(a).
Статус гарантии:	В случае, когда KMG Finance является Эмитентом Облигаций, облигации выпускаются под безусловную и безотзывную гарантию Компании как Гаранта. Обязательства Компании по гарантии в отношении Облигаций являются прямыми, общими, безусловными и (с учетом Условия 4) необеспеченными и имеют равный статус *по отношению друг у другу*, а также в отношении права выплаты со всеми остальными настоящими и будущими несубординированными обязательствами Компании, кроме обязательств, которые могут иметь преимущественный статус в соответствии с обязательными требованиями применимого законодательства. См. Условие 3(b).
Цена выпуска:	При выпуске Облигации могут иметь любую цену и могут быть оплачены полностью или частично, как предусмотрено в соответствующих Окончательных условиях.
Срок погашения:	Любой срок погашения, с соблюдением в отношении определенных валют всех применимых требований законодательства и/или регулирующих органов и/или центрального банка.

Погашение:	Облигации могут быть погашены по номинальной стоимости или за иную Сумму погашения (определяемую по формуле, индексу или иным образом), которая указывается в соответствующих Окончательных условиях. Облигации могут также быть погашены в сроки и в порядке, которые указываются в соответствующих Окончательных условиях.
Право досрочного погашения:	Облигации могут быть погашены до указанного срока их погашения по решению Эмитента (полностью или частично) и/или Держателей Облигаций в объеме (если применимо), указанном в соответствующих Окончательных условиях. Облигации также могут быть погашены по усмотрению Держателя при (i) Изменении статуса (как определено в Условии 6 (d)).
Погашение в целях налогообложения:	Кроме случаев, предусмотренных в разделе «Право досрочного погашения» выше, или в случае наступления События неисполнения обязательств, досрочное погашение допускается только в целях налогообложения в соответствии с Условием 6(c).
Вознаграждение:	Облигации могут быть процентными или беспроцентными. Вознаграждение (если применимо) может начисляться по фиксированной или плавающей ставке или другой переменной ставке или может быть привязано к индексу, и методики расчета вознаграждения в дату выпуска и в дату наступления срока погашения по каждой соответствующей Серии могут различаться.

Номиналы:	Облигации выпускаются номиналами, согласованными между соответствующим Эмитентом и соответствующим(-и) Дилером(-ами), кроме случаев, когда минимальный номинал каждой Облигации равен сумме, которая периодически допускается или требуется соответствующим центральным банком (или аналогичным органом) или любыми законами или нормативными правовыми актами, применимыми к соответствующей указанной валюте, а также кроме случаев, когда минимальный номинал каждой Облигации равен 50 000 евро (или, если Облигации номинированы в какой-либо другой валюте, кроме евро, – эквивалентной сумме в такой валюте). При этом в течение всего срока, когда Облигации представлены Глобальной облигацией, в соответствии с требованиями соответствующей клиринговой системы (систем), Облигации могут предлагаться к торгам только с минимальным допустимым номиналом 50 000 евро или меньшим номиналом, округляемым в сторону повышения до целого кратного, которое указывается в соответствующих Окончательных условиях. Более того, вознаграждение по Облигациям, регулируемым Правилом 144А, начисляется суммами не менее 100 000 долларов США или эквивалентными суммами в иной валюте. Облигации (включая Облигации, номинированные в фунтах стерлингов) со сроком погашения менее одного года и в отношении которых поступления от выпуска принимаются Эмитентом в Великобритании или выпуск которых в иных случаях является нарушением раздела 19 FSMA, выпускаются минимальным номиналом, равным 100 000 фунтов стерлингов или эквивалентной сумме в иной валюте.
Облигации с фиксированной ставкой:	Фиксированное вознаграждение выплачивается в согласованные между соответствующим Эмитентом и, если применимо, совместно с Компанией, и соответствующим(-и) Дилером(-ами) дату или даты, а также в случае выкупа, и рассчитывается на базе ежедневного расчета процентов, согласованной между Эмитентом и соответствующим(-и) Дилером(-ами).

Облигации с плавающей ставкой:	Вознаграждение по Облигациям с плавающей ставкой начисляется по ставке, которая определяется: (a) на той же основе, что и условная плавающая ставка по сделке своп в соответствующей Указанной валюте, в соответствии с соглашением, в которое включаются Определения 2006 ISDA (опубликованные Международной ассоциацией банков, специализирующихся на свопах и производных финансовых инструментах (International Swaps and Derivatives Association, Inc.), с изменениями и дополнениями, действительными на Дату выпуска первого Транша Облигаций соответствующей Серии); или (b) на основании базовой ставки, которая указывается на согласованной странице экрана системы котировок; или (c) на ином основании по согласованию между соответствующим Эмитентом и, если применимо, совместно с Компанией, и соответствующим(-и) Дилером(-ами). Маржа (если применимо), связанная с такой плавающей ставкой, согласовывается между соответствующим Эмитентом и, если применимо, совместно с Компанией, и соответствующим(-и) Дилером(-ами) по каждой Серии Облигаций с плавающей ставкой.

Индексированные облигации:	Выплата основной суммы по Индексированным погашаемым облигациям или суммы вознаграждения в отношении к Индексированным процентным облигациям рассчитывается с использованием индекса и/или формулы, которые указываются в соответствующих Окончательных условиях. Облигации с плавающей ставкой и Индексированные процентные облигации могут также иметь максимальную процентную ставку, минимальную процентную ставку или обе такие ставки вознаграждения одновременно. Вознаграждение по Облигациям с плавающей ставкой и Индексированным процентным облигациям в отношении каждого Процентного периода, по предварительному согласованию до выпуска между соответствующим Эмитентом и, если применимо, совместно с Компанией, и соответствующим(-и) Дилером(-ами), выплачивается в Даты выплаты вознаграждения на базе Ежедневного расчета процентов, согласованной между Эмитентом и соответствующим(-и) Дилером(-ами).
Двухвалютные облигации:	Выплаты (в отношении основной суммы или в отношении вознаграждения, а также осуществляемые при наступлении срока погашения или иным образом) по Двухвалютным облигациям осуществляются в таких валютах и рассчитываются на основе таких обменных курсов, которые указываются в соответствующих Окончательных условиях.
Отказ от залога:	В отношении Облигаций применяется обязательство об отказе от залога, как более подробно предусмотрено в Условии 4.
Обязательства:	В отношении Облигаций предусматриваются следующие обязательства: (i) ограничение по выплате дивидендов; (ii) ограничение по продаже активов и акций дочерних организаций; (iii) ограничения по задолженностям; (iv) по финансовой информации; (v) ограничения по дивидендам от крупных дочерних организаций; (vi) сохранение разрешений; (vii) по слияниям и присоединениям; (viii) по сделкам с аффилированными лицами; (iv) по уплате налогов и иных обязательных платежей; (x) по справкам должностных лиц; и (xi) по смене деятельности, каждое из которых более подробно описано в Условии 5.

Перекрестное неисполнение обязательств:	В отношении Облигаций применяется оговорка о перекрестном неисполнении обязательств, как указано в Условии 10(c).
Налогообложение:	Все платежи по Облигациям осуществляются без удержания налогов в Нидерландах и Казахстане, за исключением случаев, когда удержание предусмотрено законом. В таком случае Эмитент (с учетом требований Условия 8) выплачивает дополнительные суммы, в результате чего Держатели Облигаций получают такие суммы, которые бы они получили по таким Облигациям в случае отсутствия требования об удержании налога. В случае, когда KMG Finance является Эмитентом Облигаций, все выплаты Эмитента по Облигациям будут производиться без применения каких-либо налогов, удерживаемых у источника доходов Нидерландов. См. «*Налогообложение – Налогообложение Нидерландов*». В случае, когда Компания выступает Гарантом по Облигациям, выпущенным KMG Finance, платежи по процентам от Гаранта Эмитенту, для финансирования обязательств Эмитента по Облигациям, будет подвергаться налогу, удерживаемому у источника доходов, в Казахстане в размере 15%, за исключением случаев, когда ставка снижена в связи с применением акта о двойном налогообложении. См. раздел «*Налогообложение – Налогообложение Казахстана*».

Налог, удерживаемый у источника доходов:	В случае, когда Компания выступает Эмитентом Облигаций, выплата процентов от Компании Не-казахстанскому держателю (как определено в разделе «*Налогообложение – Налогообложение Казахстана*») будет подвергаться налогу, удерживаемому у источника доходов, в Казахстане в размере 15%, за исключением случаев, когда ставка снижена в связи с применением акта о двойном налогообложении. Налогу, удерживаемому у источника доходов, на проценты не будут применяться в том случае, если Облигации на момент начисления налогов будут листинговаться на бирже на территории Казахстана (т.е. KASE). См. раздел «*Налогообложение – Налогообложение Казахстана*». В случае если какой-либо из налогов, сборов, отчислений или правительственных сборов вводится, взимается, собирается, приостанавливается или штрафуется Нидерландами или Казахстаном, любой административно-территориальной единицей или органом власти, имеющими право облагать налогом Облигации (в том числе, если применимо, платежи Гаранта согласно Гарантии), соответствующий Эмитент или (в зависимости от обстоятельств) Гарант, за некоторыми исключениями и ограничениями, выплачивает такие дополнительные суммы держателю любой Облигации, что будет указано в квитанции на такие суммы Держателей Облигаций, полученной, если бы такое удержание или вычет за счет таких налогов не требовались. См. раздел «*Условия выпуска и обращения Облигаций – Налогообложение*».

Применимое право:	Английское право.
Листинг:	Подана заявка на включение Облигаций, выпущенных в рамках Программы, в Официальный список и допуск к торгам на Организованном рынке. Настоящий Базовый проспект и любые дополнения действительны в целях включения Облигаций в Официальный список и допуска к торгам Облигаций на Организованном рынке исключительно в отношении Облигаций номиналом не менее 50 000 евро (или эквивалентной сумме в любой другой валюте на дату выпуска Облигаций) в течение двенадцати месяцев с даты выпуска настоящего Базового проспекта. Кроме того, в случае если нет иной договорённости с Дилером(-ами) и иное не предусмотрено в Окончательных условиях, Компания подаст заявку на помещение выпущенных Облигаций в официальный список KASE в категории «долговые ценные бумаги с рейтингом». Также, с Даты (и на Дату) Выпуска, Компания будет использовать все доступные средства для листинга Облигаций, выпущенных KMG Finance, на KASE.
Ограничения торговли:	Для описания некоторых ограничений на предложение, продажу или выпуск Облигаций и на распространение материалов по предложению в Соединённых Штатах Америки, Великобритании, Казахстане, Нидерландах и Европейской экономической зоне, *см. раздел «Подписка и Продажа».*

ФАКТОРЫ РИСКА

По мнению KMG Finance и Компании, указанные ниже факторы могут повлиять на их способность исполнить свои обязательства по выпущенным в рамках Программы Облигациям и по Гарантии, в зависимости от обстоятельств. Некоторые из этих факторов являются непредвиденными обстоятельствами, которые могут наступить или не наступить, при этом ни KMG Finance, *ни Компания не выражают никакого мнения в отношении вероятности наступления или ненаступления таких непредвиденных обстоятельств.*

Кроме того, ниже также описываются факторы, которые являются существенными для целей оценки рыночных рисков, связанных с Облигациями, выпущенными в рамках Программы. В случае материализации какого-либо из описываемых ниже рисков существенное негативное воздействие может быть оказано на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты финансово-хозяйственной деятельности Компании. В таком случае может произойти снижение рыночной цены Облигаций, или Эмитент может оказаться не в состоянии выплатить вознаграждение, основную сумму или иные суммы по каким-либо Облигациям или в связи с ними, Компания может оказаться не в состоянии исполнить свои обязательства по Гарантии, и инвесторы могут потерять все или часть своих инвестиций. Более того, возможно, что на момент выпуска и в последующие периоды будет отсутствовать устоявшийся вторичный рынок для выпущенных в рамках Программы Облигаций, а если такой рынок будет сформирован, он может оказаться малоликвидным. Соответственно, инвесторы могут оказаться не в состоянии продать свои Облигации беспрепятственно или по ценам, которые бы обеспечили инвесторам доход, сравнимый с доходом от аналогичных инвестиций в ценные бумаги, имеющие устоявшийся вторичный рынок.

По мнению KMG Finance и Компании, описанные ниже факторы представляют собой основные риски, свойственные инвестированию в Облигации, выпускаемые в рамках Программы, однако неспособность Эмитента или Компании выплатить вознаграждение, основную сумму или иные суммы по любым Облигациям или в связи с ними, или исполнить другие обязательства по Облигациям или Гарантии, может быть обусловлена иными причинами, которые могут не рассматриваться KMG Finance *и Компанией в качестве существенных рисков на основе имеющейся у них в настоящий момент информации, или по причинам, которые они в настоящий момент не могут предвидеть. До принятия какого-либо инвестиционного решения потенциальные инвесторы также должны изучить подробную информацию, изложенную в других разделах настоящего Базового проспекта, и составить свое собственное мнение.*

Порядок, в котором перечислены факторы риска, может не отражать вероятность их возникновения или степень их потенциального воздействия на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Факторы риска, связанные с KMG Finance

Способность KMG Finance исполнять свои обязательства в отношении Облигаций, выпущенных в рамках Программы, полностью зависит от Компании, а Компания, в свою очередь, зависит от получения средств от своих дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций.

Основная цель KMG Finance заключается в обеспечении финансирования Компании через

международные рынки капитала. Соответственно, способность KMG Finance исполнить свои обязательства по любым Облигациям полностью зависит от исполнения обязательств Компанией, а Компания, в свою очередь, зависит от своих дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций в качестве источника доходов. В результате, при рассмотрении рисков, которые могут оказать влияние на способность KMG Finance исполнить такие обязательства, потенциальным инвесторам следует сосредоточиться на анализе изложенных ниже факторов риска в отношении Компании и ее способности исполнить свои обязательства по Гарантии, что в равной степени применимо к способности KMG Finance исполнить свои обязательства по Облигациям. В случае покупки Облигаций потенциальными инвесторами, инвесторы полностью полагаются на платежеспособность Компании, а не какого-либо иного лица. Кроме того, при осуществлении инвестиций в какие-либо Облигации присутствует риск того, что последующие изменения фактической или предполагаемой платежеспособности Компании могут оказать неблагоприятное воздействие на рыночную стоимость Облигаций.

Факторы риска, связанные с деятельностью Компании

Изменение цен на сырую нефть, которые исторически являются неустойчивыми и зависят от множества независящих от Компании факторов, приводит к существенному колебанию доходов и чистой прибыли Компании. Понижение мировых цен на сырую нефть в 2008 году и начале 2009 года оказало негативное влияние на объемы доходов Компании, генерируемых от продажи сырой нефти и других продаж. Хотя с середины 2009 года цены на нефть в определенной степени восстановились, Компания не может дать никаких гарантий, что цены на нефть не упадут снова. Любое будущее понижение цен на нефть может оказать негативное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Продажа сырой нефти является существенным источником дохода Компании, и цены на сырую нефть зависят от множества независящих от Компании факторов. Деятельность, перспективы развития, финансовое положение, потоки наличности и результаты деятельности Компании в значительной степени зависят от существующих цен на сырую нефть. Цены на сырую нефть исторически являются высоковолатильными. Поступления и чистая прибыль Компании подвергаются существенным колебаниям в зависимости от изменения цен на сырую нефть. Такая волатильность была особенно выражена в 2008 и 2009 годах, в течение которых цены были подвержены сильным колебаниям. Цены на сырую нефть достигли своего пика в июле 2008 года, а затем резко упали во второй половине 2008 года и оставались на низком уровне в течение первой половины 2009 года до того, как началось их восстановление во второй половине 2009 года. В соответствии с EIA, среднемесячная цена на сырую нефть марки Брент на декабрь 2008 года составляла примерно 40 долларов США за баррель, т.е. снижение порядка 70% по сравнению с 133 долларами США за баррель в июле 2008 года. Цены на нефть на 31 декабря 2009 года выросли, достигнув уровня 74 долларов США за баррель на декабрь 2009 года, т.е. увеличились на 85,0% по сравнению с ценами на декабрь 2008 года. На дату 2010 года, цены на нефть оставались в более узких пределах около 80 долларов США за баррель, и на дату настоящего Базового проспекта цена на сырую нефть остается значительно ниже тех рекордно высоких цен, которые оказали существенное положительное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое состояние, денежные потоки или результаты деятельности Компании. По состоянию на 30 сентября 2010 года цена на сырую нефть марки Брент составляла 81,7 доллара США за баррель. Компания не может дать никаких заверений в отношении уровня цен, который установится в будущем.

Доходность Компании, получаемая от продажи сырой нефти, в большой степени определяется разницей между доходом, полученным от добываемой Компанией сырой нефти, и ее

операционными расходами, а также расходами, связанными с транспортировкой и продажей сырой нефти Компании. Соответственно, более низкие цены на сырую нефть могут привести к снижению объемов добычи сырой нефти, которые являются экономически выгодными для Компании, или снижению экономической эффективности уровня добычи определенных скважин или планируемых или осуществляемых проектов, так как затраты на добычу будут превышать ожидаемые доходы от такой добычи. Резкое снижение цен на сырую нефть во второй половине 2008 года и продолжающиеся низкие цены на нефть в первой половине 2009 года оказали неблагоприятное воздействие на доходы Компании и EBITDA за 2009 год. Несмотря на некоторый рост цен на нефть начиная с середины 2009 года, Компания не может дать никаких гарантий относительно того, что Компания будет продолжать получать более высокие (или лучшие) цены за баррель сырой нефти по сравнению с теми ценами, которые она получает в настоящее время. Любое дальнейшее снижение (даже относительно незначительное) цен на сырую нефть и/или сокращение общих объемов добычи Компании может привести к сокращению чистого дохода, ухудшить возможности Компании по осуществлению запланированных капитальных инвестиций и затрат, необходимых для разработки месторождений Компании, и оказать существенное негативное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Цены на сырую нефть подвержены большим колебаниям под влиянием различных независящих от Компании факторов, в том числе:

- спрос и предложение на глобальных и региональных рынках и ожидания в отношении будущего спроса и предложения на сырую нефть и нефтепродукты;

- влияние рецессионных экономических условий на клиентов Компании, включая сокращение спроса на нефтегазовую продукцию;

- глобальные и региональные социально-экономические и политические условия, и развитие военных действий, в частности на Ближнем Востоке и в других нефтедобывающих регионах;

- погодные условия и стихийные бедствия;

- доступ к трубопроводам, железным дорогам и другим средствам транспортировки сырой нефти, газа и нефтепродуктов;

- цены и наличие альтернативных видов топлива;

- способность стран-членов Организации стран-экспортеров нефти (далее – **ОПЕК**), а также других нефтедобывающих стран, устанавливать и поддерживать добычу и цены на определенном уровне;

- государственное регулирование и действия, включая экспортные ограничения и налоги, в Казахстане и других странах;

- неопределенность рынка и спекулятивная деятельность;

Компания имеет довольно высокую долю заемных средств, и она ориентирована на долгосрочные планы развития, которые могут привести к увеличению долгового бремени в последующие годы. В результате, Компания может быть ограничена своими финансовыми обязательствами в рамках своих долговых договоров, невыполнение которых может привести к требованию досрочного погашения заемных средств, в том числе по Облигациям, или расторжению некоторых или всех долговых договоров Компании.

Компания имеет довольно высокую долю заемных средств по краткосрочным и долгосрочным обязательствам, сумма которых составляет 1978,5 млрд. тенге и 1 838 млрд.

тенге на 30 июня 2010 и на 31 декабря 2009 года соответственно. Неоплаченный долг Компании может увеличиваться в долгосрочной перспективе по мере того, как Компания будет продолжать стратегию развития, основанную на приобретениях и высоких капиталовложениях. Например, между 2008 и 2010 годами выпущенные в рамках Программы Облигации, совокупная сумма основного долга по которым составила 6 млрд. долларов США, были гарантированы Компанией; Компания выпустила облигации на НБК на общую сумму в 120 млрд. тенге, которые были полностью подписаны Банком Развития Казахстана, с целью финансирования своей доли в денежных требованиях на 2009 год по Северо-Каспийскому проекту (месторождение Кашаган); и в связи с покупкой Павлодарского НПЗ Компания выпустила облигации на Казахстанской фондовой бирже на общую сумму в 190 млрд. тенге, которые были полностью подписаны Самрук-Казына в обмен на облигации, выпущенные АО «Фонд Национального Благосостояния» «Самрук-Казына» (**Самрук-Казына**)) для Компании на Казахстанской фондовой бирже на ту же сумму, и эти облигации, в свою очередь, были использованы Компанией в связи с НБК (как указано ниже), согласно этому (кроме всего прочего) Компания получает от НБК заем, первоначальная сумма которого составляет 180,5 млн. тенге. В это время Компания должна, согласно серии сделок, погасить облигации в полном размере, который установлен операцией обратной покупки НБК, поскольку на время публикации данного основного проспекта, за компанией числится долг, связанный с займом НБК, в размере 105,45 млрд. тенге. См. раздел «*Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Долговые обязательства*». Помимо этого, всё больше используются внутригрупповые средства для финансирования операционных и капитальных затрат. К примеру, в июле 2010 года, Компания выпустила облигации на НБК на общую суму 248,65 млрд. тенге, с начислением годовых процентов по ставке 7,0 % и сроком оплаты в 2013 году, которые были подписаны РД КМГ в размере до 220 млрд. тенге. Хотя эти облигации листингованы на НБК, ожидается, что РД КМГ будет удерживать их до даты выкупа, чтобы получить выгоду по соглашению, которое позволяет РД КМГ произвести взаимозачет дивидендов, которые были бы выплачены КМГ, как держателю акций РД КМГ, в отношении Обязанностей Компании выплачивать основную сумму и проценты по Облигациям.

Компания ожидает расширение программы капиталовложений в Северо-Каспийском проекте (месторождение Кашаган), которая будет финансироваться Компанией пропорционально ее доле участия в КСКП, которая на 30 июня 2010 года составила 16,81% программ капиталовложений, относящихся к транспортным проектам с совместными предприятиями, в частности с Азиатским газопроводом, и потенциальный выкуп Конвертируемых облигаций Ромпетрол (как определено ниже) – все это может потребовать от Компании принятия дополнительного долга, а также использования денежных ресурсов Компании. Кроме того, хотя ТШО и КТК предполагают финансировать свои соответствующие доли капиталовложений за счет своих собственных потоков денежных средств или, когда это необходимо, за счет внешнего финансирования, Компания не может дать никаких гарантий относительно того, что от Компании в какой-то момент не потребуется предоставление денежных средств для покрытия всей или части суммы таких капиталовложений. Компания не дает никаких гарантий относительно того, что Компания будет в состоянии профинансировать все или большую часть своих капиталовложений за счет денежных ресурсов Компании. Хотя переход Компании, начиная с 2009 года, на метод учета доли участия в отношении совместных предприятий вместо метода пропорциональной консолидации сократил общие долговые обязательства Компании, как они показаны в консолидированной финансовой отчетности, и использование Компанией безоборотного финансирования, где это возможно, улучшило профиль Компании по общему долгу, Компания не может дать никакой гарантии того, что уровни долга Компании не продолжат увеличиваться в будущем. Кроме того, Компания не может дать никаких гарантий того, что она будет в состоянии рефинансировать свою задолженность при наступлении срока погашения на условиях, благоприятных или приемлемых для Компании, либо вообще. Невозможность рефинансировать свою непогашенную задолженность может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

На Компанию также распространяются определенные финансовые и другие ограничительные обязательства, предусмотренные условиями ее задолженности, которые ограничивают ее возможности заимствования, включая, среди прочего, по синдицированной кредитной линии КМГ ПМ на сумму 2,5 млрд. долларов США с «Дойче Банк АГ», в качестве агента от 4 сентября 2008 года (далее – **Кредитная линия КМГ ПМ**) по отношении к которым, Компания должна соблюдать ряд финансовых обязательств, которые включают поддержание (i) соотношения консолидированной задолженности к EBITDA на уровне не более чем 3,5:1, (ii) соотношения консолидированной задолженности «существенных дочерних организаций» (как определено по Кредитной линии ТД КМГ), за вычетом гарантированной Компанией финансовой задолженности, к EBITDA таких существенных дочерних организаций на уровне не более чем 2,5:1, и (iii) соотношение консолидированного чистого долга к чистой капитализации на уровне не более чем 50%. Две другие кредитные линии, по которым Компания является стороной, имеют схожие финансовые обязательства. Возможности Компании отвечать по своим финансовым обязательствам и проверка стабильности Компании на фоне ее задолженности могут быть подвержены влиянию событий, не зависящих от Компании. Руководство Компании не может дать никаких гарантий того, что Компания сможет выдержать эти проверки. Если Компания не сможет соблюдать ограничения и обязательства по своему текущему или будущему долгу и другим соглашениям, это может привести к неисполнению обязательств по условиям таких соглашений. В случае неисполнения обязательств по таким соглашениям, стороны могут расторгнуть принятые на себя обязательства по дальнейшему кредитованию Компании или потребовать досрочного погашения займов, объявив о том, что платежи по займам подлежат оплате, что приведет к наступлению событий нарушения обязательств по другим финансовым соглашениям. Если какое-либо из этих событий произойдет, Компания не может гарантировать, что ее активов будет достаточно для погашения всей ее задолженности в полном объеме или что Компания сможет обеспечить альтернативное финансирование. Даже если Компания сможет получить альтернативное финансирование, руководство Компании не может гарантировать, что такое финансирование будет осуществляться на условиях выгодных или приемлемых для Компании.

В прошлом некоторые дочерние организации Компании нарушали определенные обязательства по ряду своих финансовых соглашений. Хотя все данные нарушения были устранены, Компания не может дать никаких гарантий, что подобные или иные нарушения не произойдут в будущем.

В 2009 году две дочерние организации Ромпетрол – «Rompetrol Rafinare S.A.» и «Rompetrol Petrochemicals SRL» – нарушили определенные обязательства в отношении поддержания коэффициентов, содержащиеся в определенных финансовых соглашениях, что могло привести к наступлению событий нарушения обязательств или перекрестному досрочному погашению по другим соглашениям Ромпетрол и Компании. Компания добилась получения отказов от прав и других гарантий от соответствующих заемщиков, и ни по одному из финансовых соглашений Ромпетрол или Компании не было объявлено никаких дефолтов или досрочного погашения.

В 2009 году Компания допустила нарушение определенных обязательств по соглашению о кредитной линии на сумму в 52 млн. долларов США между «HSBC Bank plc» (далее – **HSBC**) и КТГ (далее – **Кредитная линия HSBC**). Хотя эти нарушения также могли привести к наступлению ряда непогашенных перекрестных событий нарушения обязательств по другим финансовым соглашениям Компании, HSBC согласился не объявлять о дефолте с тем, чтобы дать КТГ возможность погасить этот заем, который был полностью погашен в июле 2009 года.

Кроме того, в 2009 году компания «КТГ Тбилиси» – дочерняя организация КТГ – допустила нарушение по соглашению о кредитной линии на сумму в 50 млн. долларов США, заключенному между лондонским филиалом Credit Suisse AG (далее – **CS**) и «КТГ Тбилиси», гарантированной КТГ и ИЦА (далее – **Кредитная линия CS**), включая в отношении уплаты сумм, причитающихся по Кредитной линии CS и предоставленной по ней гарантии. После двух условных отказов от прав, предоставленных CS, и письменного требования платежа, направленного CS в адрес КТГ Тбилиси и гарантам по Кредитной линии CS, КТГ заключил новое соглашение о кредитной линии на сумму в 50 млн. долларов США с Credit Suisse International (далее – **CSI**) по гарантию ИЦА (далее – **Кредитная линия CSI**), которое заменило собой Кредитную линию CS. На дату настоящего Базового проспекта условия новой Кредитной линии CSI КТГ соблюдаются.

Компания и ее соответствующие дочерние организации предприняли все необходимые шаги для разрешения всех непогашенных нарушений обязательств, и на дату настоящего Базового проспекта ни Компания, ни какая-либо из ее дочерних организаций не находится в состоянии нарушения какого-либо обязательства по своим соответствующим действующим кредитным линиям. Вместе с тем Компания не может дать никаких гарантий, что в будущем не произойдет никаких дальнейших нарушений обязательств со стороны какой-либо дочерней организации Компании. Любые такие нарушения могут, если соответствующие заемщики в последующем примут решение потребовать досрочного погашения займов, привести к перекрестному требованию досрочного погашения по другим кредитным линиям Компании, что может оказаться существенным финансовым бременем для Компании и привести к наступлению события дефолта по Облигациям. Компания вправе периодически использовать часть поступлений от Облигаций в рамках Программы для погашения существующей задолженности, особенно когда это необходимо для устранения будущих нарушений (если таковые будут иметь место) по другим финансовым соглашениям.

Серьезные финансовые трудности, которые испытали ряд основных казахстанских банков, могут привести к значительным потерям по депозитам Компании, размещенным в таких банках.

Компания имеет значительные депозиты в АО «БТА Банк» (далее – **БТА Банк**), АО «Halyk Bank» Казахстан (далее – **Halyk Bank**) и АО «Казкоммерцбанк» (далее – **Казкоммерцбанк**). БТА Банк и Казкоммерцбанк и в меньшей степени Halyk Bank столкнулись со значительными финансовыми трудностями во время недавнего мирового финансового кризиса, а БТА Банк находился в процессе реструктуризации завершённой 31 августа 2010 года. На 30 июня 2010 года депозиты Компании, размещенные в казахстанских банках, составили 8,2 млрд. долларов США (в сравнении с 7,7 млрд. долларов США на 31 декабря 2009 года), из которых примерно 2,6 млрд. долларов США (2,5 млрд. долларов США на 31 декабря 2009 года) были размещены в Казкоммерцбанке, 3,4млрд. долларов США (2,6 млрд. долларов США на 31 декабря 2009 года) в Halyk Bank и 1,0 млрд. долларов США (1,2 млрд. долларов США на 31 декабря 2009 года) в БТА Банке, Halyk Bank и Казкоммерцбанк получили существенную государственную помощь от Правительства в результате приобретения Самрук-Казына 19,8% доли участия в _Halyk Bank и 25% доли участия в Казкоммерцбанке. Кроме того, Самрук-Казына приобрел более 75% доли участия в БТА Банке и 67% доли участия в «Альянс Банк», еще одного крупного банка в Казахстане (далее – **Альянс Банк**). С начала пика банковского кризиса в начале 2009 года БТА Банк, Альянс Банк, АО «Темирбанк» и АО «Астана Финанс» допустили дефолт по своим договорным платежам и нарушили определенные регулятивные требования МСФО. БТА Банк завершил реструктуризацию 31 августа 2010 , в то время как Альянс Банк объявил о завершении процесса реструктуризации в апреле 2010 года. Реструктурированные банки находятся на ранней стадии своей деятельности по пост-реструктурированной деятельности, и нет гарантий, что усилия по реструктуризации в отношении казахстанского финансового сектора могут оказаться не полностью удачными, и банки, в которых у Компании имеются депозиты, а возможно и другие банки могут быть объявлены банкротами. В случае если бы один из таких банков оказался банкротом, необеспеченные кредиторы, такие как Компания, могли бы оказаться не в состоянии вернуть какую-либо часть своих депозитов, размещенных в таких банках.

7 июля 2009 года, S&P снизило долгосрочный кредитный рейтинг Компании на BB+ (прогноз стабильный) в свете влияния, которое оказывает на Компанию негативная ситуация в неблагополучном банковском секторе Казахстана, несмотря на ожидания S&P в отношении продолжающейся серьезной поддержки со стороны Правительства. 29 октября 2010 года, рейтинговое агентство Moody's понизило рейтинг Компании с Baa2 до Baa3 (прогноз стабильный), указывая, что финансовое условия Компании ухудшаются, в связи с понижением движения наличности для инвестирования и, соответственно, не таким стремительным изменением соотношения привлеченного и собственного капитала, как ожидалось. По постановлению Moody's, если данная оценка указывает на неопределённости касательно уровня дивидендов, доступных у дочерних организаций Компании, аффилированных организаций и совместных предприятий в свете запланированных капитальных затрат этих организаций, а так же а также высокий и растущий уровень задолженности Компании. Тем не менее, Moody's отметило,

что оставляет стабильный прогноз для Компании, в свете стратегической важности для Казахстана и стабильно позиции ликвидности.

Хотя депозиты банка Компании никогда официально не замораживались, управление Компании убеждено, что возможность Компании использовать эти депозиты на самом деле была ограничена. Соответственно, в сентябре 2010 года, с целью удостоверится, в доступе к своим депозитам в крупных банках, которые испытывали трудности во время мирового финансового кризиса, Компания запросила у (i) Народного Банка выплатить со своего депозита 75,05 млрд. тенге из 180,5 млрд. тенге, полученных от НацБанка в качестве займа, выплаты с депозитов в (ii) БТА банке (142 млрд. тенге) и Казкоммерцбанке (48 млрд. тенге) для выплаты задолженности по бондам, которые были подписаны Самрук-Казына в размере 190 млрд. тенге. (iii) а также потребовал выплат в БТА банке (142 млрд. тенге) и Казкоммерцбанке (10 млрд. тенге) для займа С-К (как определено ниже). В результате этих сделок (помимо всего прочего), на 30 сентября 2010 года, баланс депозитов Компании в Казахстанских банках снизился до 7,2 млрд. долларов США, из которых 2,6 млрд. долларов США в Казкоммерцбанке, 2,4 млрд. долларов США в Halyk Bank и 0 долларов США в БТА банке.

Компания в значительной степени зависит от использования нефтегазотранспортных систем, которыми управляют иностранные государства (в том числе Российская Федерация (далее – «Россия») и другие третьи лица, при транспортировке своей продукции и продукции своих клиентов на рынки за пределами Казахстана.

Транспортировка казахстанской сырой нефти, предназначенной для экспорта, осуществляется в основном по трубопроводам, а также железнодорожным и морским транспортом, по маршрутам, проходящим через иностранные государства. В настоящее время Компания экспортирует производимую ею сырую нефть через российские трубопроводы в порты Черного моря для отгрузки в Европу и через Азербайджан по железной дороге в Батумский порт и нефтеналивной терминал (как определено ниже) для отгрузки в Европу. Соответственно, транспортировка нефти Компании в значительной степени зависит от межправительственных соглашений между Казахстаном, Россией и другими государствами.

Несмотря на то, что на сегодняшний день сбои в системе российских нефтепроводов не привели к каким-либо существенным потерям для Компании, любое сокращение или прекращение доступа к этим системам, независимо от того, происходит ли это в результате поломок при техническом обслуживании, проблем безопасности, политической ситуации или стихийных бедствий, в числе прочего, могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на объемы экспорта, что, в свою очередь, может повлиять на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты финансово-хозяйственной деятельности Компании.

Компания, в качестве представителя Казахстана, который является участником Каспийского трубопроводного консорциума (далее – **КТК**), недавно участвовала в переговорах по расширению мощностей казахстанского и российского отрезков **трубопровода КТК** для транспортировки увеличенных объемов продукции, добываемой ТШО, а также ожидаемых объемов с месторождения Кашаган с началом промышленной добычи. 17 декабря 2008 года МЭМР, Министерство энергетики Российской Федерации и другие участники КТК (кроме «Лукарко Би.Ви.») договорились начать процесс расширения и подписали Меморандум о расширении, который был утвержден другими участниками КТК в первой половине 2009 года. Окончательное соглашение по расширению трубопровода КТК было подписано 19 декабря 2009 года, а завершение расширения ожидается к 2015 году. См. раздел *«Деятельность – Транспортировка – Транспортировка сырой нефти – Трубопровод КТК»*.

В феврале 2010 года акционеры КТК назначили Компанию, российскую компанию

«Транснефть» и компанию «Шеврон» операторами проекта расширения. Цели проекта расширения включают увеличение мощности трубопровода с 33 млн. тонн до 67 млн. тонн в год (и далее до 75 млн. тонн в год с применением антифрикционных присадок); строительство десяти насосных станций (две в Казахстане и восемь в России), шести резервуарных парков в Новороссийске и третьего причала в нефтяном терминале в Новороссийске; и замену 88 км трубопровода в Казахстане. Транснефть будет осуществлять управление проектом расширения в России, Шеврон – в порту Новороссийска, а Компания – в Казахстане. Компания не может дать никаких гарантий, что акционеры КТК не будут поднимать вопросы относительно проекта расширения, которые могут поставить под угрозу его завершение, или что не возникнет задержек в завершении проекта расширения или перерасхода сметных средств.

Более того, в результате приобретения в апреле 2009 года 49,9% доли участия в компании «Kazakhstan Pipeline Ventures LLC» (далее – **KPV**) у «BP plc» (далее – **BP**), которое привело к увеличению ее эффективной бенефициарной доли участия в КТК до 20,75%, права Компании на прокачку по трубопроводу КТК значительно увеличились одновременно с увеличением соответствующих тарифов, оплачиваемых Компанией для реализации этих прав. См. раздел *«Деятельность – Транспортировка – Транспортировка сырой нефти – Трубопровод КТК»*. Кроме того, несмотря на увеличение объема прав на прокачку по трубопроводу, Компания не может быть уверена, что ей удастся получить доступ к распределяемым мощностям Трубопровода КТК в объеме, достаточном для транспортировки предполагаемых объемов добычи на месторождении Кашаган. Невозможность получения доступа к дополнительным мощностям Трубопровода КТК и любое значительное увеличение тарифов за использование Трубопровода КТК могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Пользователи газотранспортной сети, оператором которой является ИЦА – газотранспортное дочернее предприятие Компании – зависят от соединений с газопроводами третьих лиц в Туркменистане, Узбекистане и России при осуществлении приема и поставки природного газа. Соответственно, сокращение прав доступа к распределяемым мощностям трубопроводов третьих лиц, расположенных в Туркменистане, Узбекистане и России, в результате поломок при техническом обслуживании, проблем безопасности, политической ситуации или стихийных бедствий, среди прочего, может привести к сокращению объемов газа, транспортируемого ИЦА. Например, объем транспортированного за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года, был на 21% ниже, чем за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, из-за ремонтных работ на трубопроводе Газпрома и соответствующего перенаправления некоторых объёмов через трубопровод Компании «Оренбург-Новопсков» в 2009 году. Более высокие объёмы газа, транспортированного за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, по сравнению с шестью месяцами 2009 года, отражают более высокие объёмы, транспортированные с ТШО и большие внутренние транспортировки газа. Также, объем транспортированного газа в году, закончившимся 31 декабря 2009 г., был на 22% ниже, чем в году, закончившимся 31 декабря 2008 г., из-за отсутствия договоренности между Россией и Туркменистаном в отношении цен покупки газа и других условий, в результате чего Россия ограничила объем газа, импортируемого из Туркменистана в Россию, что, соответственно, привело к более низкому уровню использования газотранспортной сети ИЦА. Любое подобное или другие будущие сокращения могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Многие добывающие, транспортные и перерабатывающие мощности Компании построены много лет назад и могут потребовать существенных дополнительных объемов инвестирования.

Добывающие, транспортные и перерабатывающие мощности Компании в большой степени зависят от устаревшей инфраструктуры, что может оказать существенное неблагоприятное воздействии на деятельность Компании.

Системы транспортировки природного газа, оператором которых является ИЦА, в том числе трубопроводы и компрессорные станции, в основном построены более 30 лет назад. Большинство трубопроводов построено более 25 лет назад, а некоторые отрезки – более 35 лет назад. Компания инвестировала значительные денежные средства в ремонт и модернизацию сети трубопроводов и компрессорных станций для приведения их в соответствие с международными стандартами. Хотя в последнее время не происходило существенных задержек или сбоев в поставках природного газа клиентам Компании, Компания не дает гарантий того, что таких задержек или сбоев удастся избежать в будущем из-за нагрузки и коррозии трубопроводов, дефектов в конструкции компрессорных станций, проблем, связанных с суровыми климатическими условиями или недостаточным техническим обслуживанием или недостаточной модернизацией сети. На месторождениях дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций Компании несколько раз происходили сбои в подаче электроэнергии. Любые сбои или неблагоприятные изменения, влияющее на электроснабжение операций Компании или другой производственной инфраструктуры, предоставляемой третьими сторонами, могут оказать существенное негативное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Атырауский НПЗ в Западном Казахстане был введен в эксплуатацию в 1945 году и является старейшим из трех действующих нефтеперерабатывающих предприятий в Казахстане. Атырауский НПЗ функционирует чуть выше точки безубыточности, и низкий коэффициент загрузки, главным образом, является результатом ограничений, связанных с устаревшим оборудованием и недостаточным техническим оснащением. См. раздел *«Деятельность – Переработка и реализация – Перерабатывающие предприятия – Атырауский НПЗ»*. Хотя в период с марта 2003 года по сентябрь 2006 года Атырауский НПЗ был переоборудован и модернизирован, в результате чего большая часть устаревшего оборудования была заменена, а технологические процессы и оборудование были обновлены для обеспечения производства продуктов переработки в соответствии с казахстанскими стандартами, Компании еще предстоит произвести значительные инвестиции для увеличения коэффициента использования и рентабельности Атырауского НПЗ и улучшения качества продуктов (нефте)переработки, производимых Компанией на Атырауском НПЗ. На данное время, инвестиционная программа Атырауского НПЗ, включает в себя строительство установки по производству ароматических углеводородов, которое планируется завершить в 2013 году, строительство установки по глубокой очистке нефти, которое планируется завершить в 2014 году, и реконструкция секции вакуумного блока, которое планируется завершить до конца 2010 года. 29 октября 2009 года МКГ ПМ заключает контракт с Sinopec Engineering о строительстве на Атырауском НПЗ производственно-добывающего комплекса ароматических нефтепродуктов, стоимостью 1,1 млрд. долларов США, которые Компания намеревается финансировать из внешних источников путем привлечения кредитной линии на сумму 1,063 млн. долларов США сроком на 13 лет, подписанной с АО Банк Развития Казахстана 30 июня 2010 года. Движимое и недвижимое имущество Атырауского НПЗ будет являться залогом займа.

Поломки или неисправности оборудования или процессов, в результате которых фактический уровень отдачи или эффективности может оказаться ниже ожидаемого, в числе прочего, также могут оказать неблагоприятное воздействие на связанную с транспортировкой нефти и газа деятельность Компании. Большое количество производственных мощностей и протяженные участки сетей Компании расположены в районах с суровыми погодными условиями, особенно в зимний период, а также с резким перепадом между зимними и летними

температурами, что может привести к более быстрому износу трубопроводов и сопутствующего оборудования. Крайне суровые погодные условия и удаленность некоторых объектов Компании могут осложнить доступ к ним для оперативного проведения ремонтных работ или технического обслуживания. К примеру, Батумский порт и нефтеналивной терминал, приобретенный Компанией в 2008 году, расположен в Грузии, и у Компании нет непосредственного доступа к этому объекту в случае каких-либо неисправностей или сбоев в работе. Кроме того, любые политические волнения или военные действия в этом регионе могут ограничить способность Компании использовать мощности Батумского порта и нефтеналивного терминала на ее транспортных маршрутах. Например, в 2008 году работа Батумского порта и нефтеналивного терминала была прервана на три месяца ввиду военных действий между Россией и Грузией в августе 2008 года.

Для осуществления своей деятельности Компания нуждается в значительных капитальных затратах, и Компания может оказаться не в состоянии финансировать свои запланированные капитальные затраты.

Для осуществления своей деятельности Компания нуждается в значительных капитальных затратах, связанных с разведкой и освоением, добычей, транспортировкой, переработкой и реализацией, а также соблюдением требований природоохранного законодательства. Хотя в 2009 году Компания сократила свою общую программу капиталовложений в ответ на глобальный финансовый кризис, ожидается, что Компания возвратилась к исторически сложившимся более высоким уровням капитальных затрат и инвестирования в 2010 году и планирует инвестировать на таком же уровне в среднесрочной перспективе. Компания планирует потратить 22,5 млрд. долларов США в течение следующих 5 лет на модернизацию нефтеперерабатывающих заводов и развитие своих нефтяных месторождений. См. раздел *«Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Капитальные расходы».*

ТШО участвует в проекте будущего поколения по дальнейшему расширению производства (Future Generation Project, далее – **FGP**) на месторождении Тенгиз, используя технологии, недавно задействованные при завершении завода второго поколения и проекта закачки сырого газа, после получения всех необходимых одобрений от соответствующих регулятивных органов и партнеров в июле 2010 года. Ожидается, что FGP приведет к дальнейшему увеличению объемов добычи нефти на месторождениях ТШО и перерабатывающей мощности завода. Общие суммарные затраты на проект составляют приблизительно 21,5 млрд. долларов США (за исключением затрат на программу буровых работ и предполагая проектную мощность в 12 млн. тонн в год), и его завершение ожидается в 2016 году. ТШО планирует покрыть общие затраты на проект за счет своих собственных потоков денежных средств и в необходимом объеме за счет внешнего заимствования. См. раздел *«Деятельность – Разведка и добыча – Крупные месторождения совместных предприятий и ассоциированных организаций – ТШО».*

В октябре 2008 года Компания приобрела дополнительные 8,48% в КСКП, увеличив свою долю участия в КСКП до 16,81% ретроактивно, начиная с 1 января 2008 года. Ожидается, что с увеличением доли участия в КСКП доля Компании в программе капитальных затрат по месторождению Кашаган, которая в 2008 году составила 909,3 млн. долларов США и увеличилась до 1,29 млрд. долларов США в 2009 г., возрастет до 1,79 млрд. долларов США в 2010 году. Несмотря на предыдущие задержки, ожидается, что добыча на месторождении Кашаган начнется к четвертому кварталу 2012 года. *«Деятельность – Разведка и добыча – Проекты разведки - КСКП – месторождение Кашаган».*

Увеличившиеся объемы добычи нефти на месторождении Тенгиз и начало промышленной добычи на месторождении Кашаган потребует увеличения мощностей транспортной

инфраструктуры. Помимо прочего, планируется, что Трубопровод КТК будет расширяться, чтобы обеспечить увеличившиеся производственные мощности на месторождениях Тенгиз и Кашаган. Ожидаемые капитальные затраты на расширение Трубопровода КТК составляют приблизительно 4,5 млрд. долларов США. Хотя КТК планирует покрыть общие затраты на этот проект за счет своих собственных потоков денежных средств из поступлений от оказания услуг по транспортировке нефти, предоставляемых акционерам КТК по имеющимся у них квотам и правам на дополнительные объемы по принципу «отгрузи или плати» (т.е. транспортировка за фиксированную плату вне зависимости от объемов отгруженной продукции), а также в необходимом объеме за счет внешнего финансирования, не может существовать никакой гарантии, что КТК не будет стремиться получить дополнительное финансирование от своих акционеров. См. раздел *«Деятельность – Транспортировка – Транспортировка сырой нефти – Трубопровод КТК»*.

Комплексный план развития нефтеперерабатывающих заводов в Республике Казахстан на 2009-2015 годы был утвержден Правительством в мае 2009 года и в настоящее время находится на этапе реализации. Компания планирует осуществлять инвестиции в модернизацию и расширение контролируемых ею или совместно контролируемых нефтеперерабатывающих заводов с целью увеличения производства и обеспечения соответствия новым экологическим стандартам. В течение последующих шести лет Компания планирует инвестировать 2,2 млрд. долларов США, 0,5 млрд. долларов США и 1,3 млрд. долларов США в модернизацию Атырауского, Шымкенсткого и Павлодарского НПЗ, соответственно. Кроме того, общие капитальные затраты Компании на Петромидиа НПЗ в период с 2008 года по 2010 год на модернизацию Петромидиа НПЗ составят 337 млн. долларов США, из которых 30,2 млн. долларов США были израсходованы в 2008 году, 65 млн. долларов США – в 2009 году и 43,1 мин. Долларов США в 2010 году. В 2010 года, инвестиции в основном были сделаны в улучшение завода каталитического крекинга, установки по переработке серы и на установку аппарата для гидрокрекинга и другого оборудования на Петромидиа НПЗ, с целью улучшить производство бензина стандарта Евро-5.

Инвестиции Компании в проекты по разведке нефти и газа (в свои собственные или в совместных предприятиях) в соответствии с некоторыми Контрактами на недропользование, которые не привели к коммерческим обнаружениям или запасам, как правило, осуществляются на риск Компании из-за применяемых методов подсчета налоговых выплат для объекта добычи являются невозвратными их доходной части, производимой Компанией по другим проектам (за исключением случаев, когда такой риск по контракту возлагается на партнеров Компании по совместному предприятию).

Компания планирует профинансировать значительную часть указанных капитальных затрат за счет чистых денежных средств от ее операционной деятельности, несмотря на то, что Компания имеет ограниченный прямой доступ к денежным потокам и в значительной степени зависит от дивидендов, получаемых от своих дочерних организаций и совместных предприятий. См. раздел *«Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Гарантия структурно субординирована по отношению к кредиторам дочерних организаций, совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций Компании»*.

Кроме того, в случае (среди прочего) снижения мировых цен на нефть, Компания возможно будет вынуждена финансировать большую часть своих планируемых капитальных затрат за счет внешних источников, включая банковские заимствования и выпуск долговых ценных бумаг на местных и международных рынках капитала. Компания может оказаться не в состоянии привлечь средства, необходимые для финансирования ее будущих капитальных затрат под обеспечение или каким-либо иным образом, на приемлемых условиях или вообще. Недостаток значительных средств в будущем может привести к тому, что Компания будет вынуждена отложить либо отказаться от осуществления некоторых из своих предполагаемых проектов.

Несмотря на то, что Компания может также обратиться за финансированием к государству, которое является ее единственным косвенным акционером, за увеличения капитала или каким-либо иным образом, Компания не может дать никаких гарантий того, что она сможет получить дополнительное финансирование от государства на приемлемых условиях или вообще.

Если Компания не сможет привлечь необходимое финансирование от государства, либо банков, либо на рынках капитала, она будет вынуждена сократить запланированные капитальные затраты, сократить, урезать или вообще отказаться от некоторых проектов, что может оказать неблагоприятное воздействие на результаты ее хозяйственной деятельности и финансовое состояние. При таких обстоятельствах любое подобное сокращение капитальных затрат может оказать неблагоприятное воздействие на способность Компании осуществлять расширение ее деятельности, а если сокращения окажутся достаточно серьезными, это может неблагоприятно отразиться на ее способности поддерживать свою хозяйственную деятельность на текущем уровне.

Гарантия структурно субординирована по отношению к кредиторам дочерних организаций, совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций Компании.

В случае, когда Эмитентом по Программе является KMG Finance, Облигации должны быть гарантированны Компанией, согласно Гарантии. Обязательства по Гарантии несет исключительно Компания. Дочерние организации, совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации Компании являются самостоятельными юридическими лицами и не несут никаких обязательств по уплате каких-либо сумм, причитающихся по условиям Облигаций или Гарантии, или по предоставлению каких-либо средств для указанной цели посредством дивидендов, распределений, займов или каких-либо иных платежей.

В последние годы Компания получает значительную сумму своих денежных потоков за счет дивидендов, выплачиваемых Компании ее дочерними организациями, совместно контролируемыми предприятиями и ассоциированными организациями. Однако в будущем выплачиваемые Компании дивиденды могут сократиться постольку, поскольку дочерние организации, совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации Компании должны будут финансировать капитальные затраты или покрывать другие расходы или уплачивать штрафы, включая, среди прочего, экологические штрафы, за счет наличных денежных средств. См. раздел *«Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Деятельность Компании требует значительных капитальных затрат и Компания может быть не в состоянии профинансировать свои запланированные капитальные затраты».* Компания не может дать никаких гарантий, что размер будущих дивидендов от дочерних организаций, совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций Компании, при наличии, будет аналогичен размеру дивидендов, полученных за последние несколько лет. 29 октября 2010 года, рейтинговое агентство Moody's понизило рейтинг Компании с Baa2 до Baa3 (прогноз стабильный), ссылаясь (среди прочего) на неопределённости касательно уровня дивидендов, доступных у дочерних организаций Компании, аффилированных организаций и совместных предприятий в свете запланированных капитальных затрат этих организаций.

Кроме того, право Компании на получение любых активов дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций Компании при их ликвидации или реорганизации и, соответственно, право получателей Гарантии владеть долей таких активов, фактически является субординированным по отношению к требованиям кредиторов таких дочерних организаций, совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций, включая торговых кредиторов. Кроме того, даже если бы Компания являлась кредитором какой-

либо своей дочерней организации, совместно контролируемого предприятия или ассоциированной организации, права Компании в качестве кредитора были бы субординированы по отношению к праву на обеспечение взыскания на активы ее дочерней организации, совместно контролируемого предприятия или ассоциированной организации и на любую задолженность таких организаций, которая является приоритетной по отношению к той, которая имеется у Компании.

Деятельность Компании осуществляется в удаленных или иных недоступных регионах.

В силу удаленности многих производственных объектов Компании, Компания, как правило, не имеет прямого доступа к оборудованию или техническим средствам для решения таких проблем, как, в числе прочих, поломки или неисправности оборудования, при этом могут возникать задержки в обеспечении доступа к необходимым материалам для проведения необходимого ремонта и технического обслуживания. Кроме того, поломки или неисправности оборудования, влияющие на некоторые основные производственные мощности Компании, такие как транспортные объекты, а также взаимодействие между промысловой системой сбора нефти и газа и ее перерабатывающими мощностями, могут повлиять на способность Компании по использованию ее производственных мощностей и значительно сократить или остановить добычу.

В силу удаленности многих производственных объектов Компании, ее активы и инфраструктура являются уязвимыми для террористических актов, саботажа и стихийных бедствий. Кроме того, политические волнения или военные действия в этом регионе могут ограничить способность Компании использовать некоторые из своих мощностей, такие как Батумский порт и нефтеналивной терминал, которые расположены за пределами Казахстана. Например, работа Батумского порта и нефтеналивного терминала была прервана на три месяца ввиду военных действий между Россией и Грузией в августе 2008 года. Из-за удаленности или иной недоступности производственных объектов Компании, Компания может оказаться не в состоянии незамедлительно отреагировать на такие акты или устранить ущерб, возникший в результате таких актов.

Наступление любого из вышеуказанных событий может оказать существенное неблагоприятное воздействия на деятельность, перспективы развития, финансовое состояние, денежные потоки или результаты хозяйственной деятельности Компании.

Длительные периоды высокого уровня инфляции могут оказать неблагоприятное воздействие на деятельность Компании.

Производственные объекты Компании в основном находятся в Казахстане, и большинство своих расходов Компания несет в Казахстане. Так как большинство расходов Компании выражаются в тенге, инфляционное давление в Казахстане является существенным фактором, оказывающим влияние на расходы Компании. Например, оплата труда работников и подрядчиков, цены на расходные материалы, расходы на энергоносители были особенно чувствительны к денежной инфляции в Казахстане в прошлом и, скорее всего, останутся чувствительными в будущем. В условиях низких цен на нефть Компания может оказаться не в состоянии значительно увеличить доходы, получаемые ею от продаж сырой нефти, продуктов переработки нефти и газа, для сохранения имеющейся операционной маржи, особенно это касается продаж сырой нефти и нефтепродуктов Компании на внутренних рынках. См. раздел *«Факторы риска, связанные с Республикой Казахстан – Большая часть производственных объектов и операций Компании, а также существенная часть ее активов находятся и осуществляются в Казахстане, соответственно Компания в значительной степени зависит от сложившихся в Казахстане экономических и политических условий».*

Компания зависит от услуг третьих лиц.

Компания в значительной степени зависит от внешних подрядчиков при проведении технического обслуживания активов и инфраструктуры Компании. Например, 85% работ по техническому обслуживанию, связанных с операциями по добыче, разведке и транспортировке, осуществляемыми Компанией, проводятся внешними подрядчиками. Компания использует внешних подрядчиков во всех регионах Казахстана при выполнении таких серьезных работ, как капитальный ремонт и техническое обслуживание скважин, ремонт и техобслуживание оборудования, бурение, ремонт насосных агрегатов, систем изоляции трубопроводов, и электромеханических систем защиты, техобслуживание и замена труб и другие основные работы по техническому обслуживанию зданий и сооружений. В результате, Компания в значительной степени зависит от удовлетворительного качества работы ее внешних подрядчиков и от исполнения ими своих обязательств.

Неудовлетворительное исполнение обязательств подрядчиками может привести к задержкам сроков или сокращению объемов добычи, транспортировки, переработки или поставки нефти и газа и сопутствующей продукции, что может негативно повлиять на результаты деятельности Компании.

Недостатки системы бухгалтерского учета и внутреннего контроля Компании могут оказать неблагоприятное воздействие на способность Компании обеспечить соблюдение требований МСФО к составлению финансовой отчетности.

За текущие периоды, Компания обнаружила и, возможно, будет обнаруживать в будущем элементы внутреннего контроля составления финансовой отчетности, которые нуждаются в улучшении.

В связи с аудитом Финансовой отчетности за 2009 год, компания «Ernst & Young» – независимый аудитор Компании – указала в своем отчете на существенные недостатки в системе внутреннего контроля Компании в отношении процесса закрытия финансовой отчетности Компании, в связи с чем она намеревается предложить несколько рекомендаций для усовершенствования системы внутреннего контроля Компании. В частности, Ernst & Young сообщила о выявлении недостатков в системе контроля над подготовкой финансовой отчетности Компании в соответствии с МСФО, а также недостаточность ресурсов у работников Компании, ответственных за составление финансовой отчетности согласно МСФО. В соответствии с применимыми международными стандартами аудита, существенным недостатком является такой недостаток, когда структура или функционирование одного или нескольких компонентов системы внутреннего контроля не снижают до приемлемо низкого уровня возможный риск возникновения искажений в результате ошибок или обмана, сумма которых может оказаться существенной в отношении проверяемой финансовой отчетности, а также риск отсутствия возможности их своевременного обнаружения работниками в рамках обычного исполнения ими своих служебных обязанностей или руководством в ходе обычной деятельности. Это приводит к возникновению повышенного риска того, что важнейшие связанные с бизнесом решения по составлению бюджета, планированию или иным вопросам, могут приниматься на основе неполной или неверной информации, а также что в отчетности перед руководством и Советом директоров и пресс-релизах могут содержаться существенные ошибки.

В то время как руководство Компании считает, что система ведения бухгалтерской отчетности и внутреннего контроля Компании является более продвинутой по сравнению с другими казахстанскими компаниями, работающими в данной отрасли, Компания не сократила до приемлемо низкого уровня риск возникновения существенных ошибок в своей

консолидированной финансовой отчетности и риск их несвоевременного обнаружения Компанией в ходе обычной деятельности.

Несмотря на предпринимаемые Компанией меры по решению этих проблем, она может оказаться не в состоянии устранить вышеуказанные существенные недостатки или предотвратить возникновение существенных недостатков в будущем. Кроме того, темпы роста Компании за последние годы и ее стратегия по поддержанию такого роста могут оказать дополнительное давление на бухгалтерский персонал и создать дополнительные сложности для устранения Компанией выявленных существенных недостатков или их предотвращения в будущем. Если Компания не сможет устранить указанные существенные недостатки или предотвратить их появление в будущем, она может оказаться не в состоянии предотвратить или обнаружить существенные искажения в своей, составляемой в соответствии с МСФО, годовой или промежуточной консолидированной финансовой отчетности в будущем. Это может привести к задержкам в подготовке Компанией своевременной и достоверной промежуточной и годовой консолидированной финансовой отчетности, искажениям данных о результатах деятельности и потере доверия инвесторов к представляемой финансовой отчетности. Несмотря на эти недостатки, по мнению Компании, система финансовой отчетности Компании способна обеспечить соблюдение требований Регламента по раскрытию информации и прозрачности Комиссии Великобритании по листингу (UKLA) в качестве предприятия, зарегистрированного на фондовой бирже.

Государство, которому принадлежит косвенный контроль над Компанией, может принять решение об осуществлении Компанией или ее дочерней организацией, совместным предприятием или ассоциированной организацией деятельности, которая не соответствует интересам Держателей Облигаций, и может содействовать назначению или смещению членов руководства Компании.

Компания создана в качестве национальной нефтегазовой компании Казахстана. Государство, через Самрук-Казына, является 100% косвенным владельцем Компании и, соответственно, контролирует Компанию. Компания не дает никаких гарантий относительно того, что Государство не примет решение об осуществлении Компанией деятельности, которая может оказать существенное воздействие на способность Компании осуществлять коммерческую деятельность или деятельность, которая отвечает интересам Держателей Облигаций. Как уже происходило в прошлом с государственными компаниями, Государство может распорядиться о том, чтобы Компания и особенно ее транспортные дочерние организации, осуществляли косвенные субсидии на местном уровне через регулируемые внутренние транспортные тарифы по ставкам ниже рыночных. Кроме того, Компания может быть вынуждена по требованию Государства продавать газ по ценам ниже рыночных, осуществлять деятельность, не связанную с ее основной деятельностью, или приобретать активы не на коммерческой основе. Государство может также наложить на Компанию иные социальные обязательства, такие, например, как строительство социальной инфраструктуры и инфраструктуры отдыха, благотворительную деятельность и осуществление программ по развитию местной инфраструктуры.

Более того, Правительство может назначать и отстранять от должности или оказывать влияние на назначение или отстранение от должности руководителей Компании и ее дочерних организаций. К примеру, 29 мая 2008 года на должность Президента Компании был назначен г-н Серик Буркитбаев вместо занимавшего эту должность г-на Узакбая Карабалина, а 20 августа 2008 года г-на Серика Бурктибаева заменил г-н Каиргельды Кабылдин. 13 августа 2010 года, г-н Абчулаков Болат был замещён г-ном Данияром Абулгазиным. Компания не может дать никаких гарантий относительно того, что Государство не будет осуществлять дальнейших или частых

изменений в структуре руководства Компании, что может мешать ее деятельности.

Государство требовало в прошлом и может потребовать в будущем осуществления Компанией поставок сырой нефти на казахстанские нефтеперерабатывающие заводы по ценам, которые значительно ниже цен на международных рынках, в целях реализации государственных программ социального и экономического развития.

Государство требовало в прошлом и может потребовать в будущем, чтобы все нефтедобывающие предприятия Казахстана поставляли часть добываемой ими сырой нефти на казахстанские нефтеперерабатывающие заводы для удовлетворения внутреннего спроса на энергоносители, главным образом, в сельскохозяйственном секторе. Кроме того, Государство, через Компанию и ее дочернюю организацию КМГ ПМ, владеет более 50% доли участия в Атырауском НПЗ, который обязан обеспечить получение сырья для переработки по ежегодному открытому тендеру в соответствии с Едиными правилами осуществления государственных закупок для «Самрук-Казына» и предприятий, 50 и более процентов голосующих акций (доли участия) которых прямо или косвенно принадлежит Самрук-Казына, от 18 ноября 2009 года (далее – **Правила С-К**). РД КМГ несет обязательство участвовать в таких тендерах до 2015 года. В соответствии с этими тендерами РД КМГ осуществляет поставку нефти на Атырауский НПЗ по ценам, значительно ниже цен, существующих на открытом рынке. См. раздел *«Акционерный капитал, Единственный акционер и сделки с заинтересованностью – Отношения между дочерними организациями, совместными предприятиями и ассоциированными организациями Компании – Соглашения о поставках на Атырауский НПЗ».*

По мере роста объемов потребления нефти и нефтепродуктов на внутреннем рынке, Государство может обязать Компанию продавать все больше и больше своей продукции в целях реализации социальных проектов. В период с июня 2008 года по январь 2009 года Государство ввело временный запрет на экспорт бензина и дизельного топлива из Казахстана для стабилизации цен на нефтепродукты на внутреннем рынке. См. раздел *«Факторы риска, связанные с Республикой Казахстан – Компания подвержена риску вмешательства со стороны Государства».* Если Компания будет осуществлять поставки сырой нефти и производство нефтепродуктов в соответствии с обязательной социальной политикой или с требованиями государства, или в случае применения к ней запрета на экспорт, уровень дохода от осуществляемых в таких условиях продаж будет значительно ниже дохода от продажи сырой нефти и нефтепродуктов на внешних рынках по существующим ценам, что может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

Деятельность дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций Компании зависит от исполнения обязательств, предусмотренных соответствующими лицензиями, контрактами и программами разработки месторождений.

Деятельность Компании должна осуществляться в соответствии с условиями заключенных ею Контрактов на недропользование и годовых рабочих программ и бюджетов, как предусмотрено в Контрактах на недропользование. Закон предусматривает возможность наложения штрафов и приостановления или расторжения Контракта о недропользовании в случае неисполнения держателем лицензии или стороной Соглашения своих обязательств, предусмотренных таким Контрактом на недропользование, или в случае несвоевременной уплаты сборов и налогов на недропользование, непредоставления запрашиваемой геологической информации или несоблюдения иных требований по предоставлению отчетности. Детальное обсуждение роли государственных лицензий и контрактов в секторе добычи и разведки в Казахстане см. в разделе *«Нефтегазовая промышленность в Казахстане – Контракты на*

недропользование».

Помимо этого, дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании имеют обязательства по разработке месторождений в соответствии с конкретными требованиями соответствующих Контрактов на недропользование, программ разработки месторождений, законов и нормативно-правовых актов. В случае неисполнения ими таких обязательств в отношении какого-либо определенного месторождения, Контракт на недропользование по такому месторождению может быть приостановлено, отменено или расторгнуто.

Новый Закон о недропользовании, заменив предыдущий закон, был принят Парламентом в июне 2010 года. Новый Закон о недропользовании усиливает государственный контроль в секторе природных ресурсов, включая добычу нефти и газа. *См. раздел – «Регулирование в Казахстане – Право первого выкупа Государства и Регулирование прав на недропользование – Новый Закон о недрах».*

Государственные органы в Казахстане вправе проверять и периодически проверяют соблюдение Компанией положений Контрактов на недропользование и соответствующих законов. Компания не может дать никаких гарантий того, что мнение государственных органов в отношении разработки месторождений Компанией или соблюдения условий соответствующего Контракта на недропользование будут совпадать с мнением Компании, а это может привести к возникновению неразрешимых разногласий. Приостановление, отмена или расторжение какого-либо Контракта Компании о недропользовании, а также любые задержки в текущей разработке месторождений или в проведении операций по добыче на таких месторождениях Компании вследствие таких разногласий могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Заявленные объемы и классификации запасов сырой нефти и газа Компании могут оказаться ниже оценочных из-за неопределенности, характерной для подсчета запасов, а также из-за использования казахстанской методики.

Существует множество неопределенностей, характерных для осуществления оценки объема запасов и прогнозирования будущих объемов добычи, включая многие факторы, не зависящие от Компании. Оценка объема запасов представляет собой субъективный процесс, и оценки различных экспертов часто существенно отличаются. Кроме того, результаты бурения, испытаний и добычи после проведения оценки могут привести к пересмотру такой оценки. Соответственно, оценки запасов могут отличаться от фактически добытых объемов сырой нефти и природного газа и, соответственно, доходы по ним могут оказаться существенно ниже ожидаемых на данный момент. Значение таких оценок в большой степени зависит от точности допущений, на основе которых они сделаны, от качества имеющейся информации и возможности подтверждения такой информации в соответствии с отраслевыми стандартами.

Данные по объемам запасов, содержащиеся в настоящем Базовом проспекте, если не указано иное, взяты из анализа запасов, подготовленного в соответствии с казахстанской методологией инженерно-техническими специалистами Компании. Данные по запасам, использованные для расчета консолидированных расходов Компании на износ, истощение и амортизацию для целей финансовой отчетности взяты из отчетов, подготовленных с использованием PRMS, включая отчет GCA по запасам РД КМГ. Оценки, полученные с использованием казахстанской методологии, могут существенно отличаться от оценок, полученных с использованием PRMS, стандартов SEC и других международных стандартов. См. раздел *«Предоставление финансовой*

информации, информации по запасам и иной информации – Определенная информация по запасам».

В частности, поскольку данные по запасам, содержащиеся в настоящем Базовом проспекте, получены на основе казахстанской методологии, а не PRMS или стандартов SEC, такие данные по международным стандартам могут оказаться значительно выше извлекаемых запасов Компании. В любом случае данные по запасам являются только оценками и не должны толковаться как отражающие точные данные по объемам. Эти оценки сделаны на основе данных по добыче, ценам, расходам, правам собственности, геологическим и инженерно-техническим данным и иной информации, собранной дочерними организациями, совместными предприятиями и ассоциированными организациями Компании, которые допускают, среди прочего, что результаты разработки нефтяных и газовых месторождений Компании и конкурентоспособность нефти и газа Компании в будущем будут подобными результатам разработок и конкурентоспособности в прошлые периоды. Эти допущения могут оказаться неверными. Более того, данные по запасам, использованные при расчете консолидированных расходов Компании на истощение, износ и амортизацию для финансовой отчетности, могут существенно отличаться от данных по запасам, содержащимся в настоящем Базовом проспекте. Потенциальным инвесторам не следует полагаться на заявления прогнозного характера, содержащиеся в настоящем Проспекте относительно запасов Компании или уровней добычи.

Если допущения, на основе которых сделаны оценки запасов сырой нефти и газа Компании, окажутся неверными, Компания может оказаться не в состоянии осуществлять добычу сырой нефти и газа на уровне, соответствующем оценкам, содержащимся в настоящем Базовом проспекте, что может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение или результаты деятельности Компании. См. разделы *«Определенная информация по запасам»* и *«Нефтегазовая промышленность Казахстана – Классификация запасов».*

Компания может оказаться не в состоянии выполнить свою стратегическую цель по увеличению общего уровня добычи.

На 31 декабря 2009 года, 30,9% запасов Компании, которые представлены добывающими предприятиями РД КМГ АО «УзеньМунайГаз» (далее – **УМГ**) и АО «ЭмбаМунайГаз» (далее – **ЭМГ**), расположенными в Мангистауской и Атырауской областях в Западном Казахстане, добываются на довольно зрелых месторождениях, и уровень добычи этих запасов со временем сокращается. Компания намерена довести добычу до определенного уровня с помощью различных проектов разработки и реабилитации месторождений, включая бурение и освоение новых скважин, капитального ремонта скважин и технологий стимуляции скважин и интенсификации притока. Компания также намерена увеличить общий уровень добычи с помощью новых обнаружений в долгосрочной перспективе и приобретению новых добывающих нефтяных и газовых месторождений, как в Казахстане, так и за рубежом. Вместе с тем, Компания не может предоставить никаких гарантий того, что Компания сможет достичь указанных стратегических целей, или что отсутствие успеха в их достижении может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение или результаты деятельности Компании.

Доходы Компании от транспортировки природного газа в значительной степени зависят от объемов природного газа, транспортируемых Газпромом, которые, в свою очередь, зависят от мирового спроса на природный газ.

У ИЦА, газотранспортного дочернего предприятия Компании, отсутствует

диверсифицированная клиентская база. Доходы ИЦА в значительной степени зависят от объемов природного газа, транспортируемых по казахстанской системе транспортировки природного газа для компании «Газпром» (российская государственная нефтегазовая компания), которая является ее единственным крупнейшим клиентом и на долю которой пришлось 90% всех платежей, полученных ИЦА за услуги по транспортировке газа за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года и за года, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 года. Хотя Компания планировала сократить зависимость от Газпрома с помощью определенных договоренностей на транспортировку за фиксированную плату, вне зависимости от объема отгруженной продукции (принцип «качай или плати») между ИЦА и Газпромом, действие текущих контрактов ИЦА с Газпромом, включающих такие положения, истекает 31 декабря 2010 года. Несмотря на ожидание, что действие этих контрактов будет продлено до конца этого года, в настоящее время Компания и Газпром ведут по ним переговоры, и Компания не может дать никаких гарантий того, что новые условия контрактов будет такими же, как и условия, предусмотренные действовавшими ранее контрактами.

Требования Газпрома по объемам транзитного газа из Туркменистана, Узбекистана и Казахстана зависят от спроса на газ в России, Украине, Восточной Европе и, в меньшей степени, в Западной Европе. Факторы, влияющие на потребление природного газа в этих странах, в том числе погодные (в зимние месяцы спрос возрастает), использования газа при производстве электроэнергии и иные способы использования газа конечными потребителями, могут существенно влиять на спрос в этих странах. Цены на природный газ также могут влиять на спрос природного газа.

Мировые цены на природный газ, как правило, связаны с мировыми ценами на нефтепродукты. Мировые цены на нефть подвергаются большим колебаниям в ответ на изменения ряда факторов, которые не зависят от Компании, и которые включают такие факторы, как, экономические и политические условия в нефтедобывающих регионах, особенно на Ближнем Востоке; спрос и предложение на нефтепродукты на мировом и региональном уровнях, а также ожидания, связанные с будущим спросом и предложением; способность стран-участниц ОПЕК и других нефтедобывающих стран согласовывать и поддерживать определенный уровень мировой добычи нефти; иные меры, предпринимаемые крупнейшими нефтедобывающими странами или крупнейшими потребителями нефти, по увеличению или снижению спроса и предложения на нефть; цены и наличие альтернативных видов топлива; глобальные экономические и политические условия; цены и наличие новых технологий; а также погодные условия. Например, разногласие между Россией и Туркменистаном относительно цен на покупку газа и других условий, в результате чего Россия ограничила объем газа, импортируемого из Туркменистана в Россию, оказало неблагоприятное воздействие на объем транспортировки газа в 2009 году. Снижение мировых цен на нефтепродукты, изменение мирового спроса на природный газ или спроса на природный газ со стороны Газпрома или в договоренностях Газпрома с поставщиками в Туркменистане, Узбекистане и Казахстане или в условиях контрактов между ИЦА и Газпромом может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение или результаты деятельности Компании.

Государство может устанавливать регулируемые тарифы на транспортировку нефти и газа ниже рыночных.

Тарифы Компании на транспортировку нефти и, в меньшей степени, на транспортировку природного газа, подлежат регулированию и утверждению Агентством Республики Казахстан по регулированию естественных монополий (далее – **Антимонопольное агентство**). КТО, которая в Казахстане классифицируется как естественная монополия, применяет к дочерним организациям, совместным предприятиям и ассоциированным организациям Компании и другим поставщикам

фиксированные тарифы за прокачку по ее трубопроводным системам. После утверждения, тарифы продолжают действовать с предоставлением Компании права обращаться в Антимонопольное агентство с запросом о пересмотре и изменении таких тарифов. Антимонопольное агентство также имеет право инициировать пересмотр тарифов на транспортировку. Тарифы на транспортировку, применяемые КТО на внутреннем рынке, в значительной степени обусловлены социальными и политическими соображениями и исторически удерживались на искусственно низком уровне. Компания не может дать никаких гарантий того, что какие-либо действия Антимонопольного агентства при определении тарифов на транспортировку нефти и газа на уровне ниже рыночного не окажут существенного неблагоприятного воздействия на деятельность, перспективы развития, финансовое положение или результаты деятельности Компании.

Компания участвует в нескольких своих основных производственных объектах через совместно контролируемые предприятия, в которых она не имеет контрольной доли участия.

Компания напрямую или через свои дочерние организации участвует в нескольких совместно контролируемых предприятиях, на долю которых приходится существенная часть текущих и будущих доходов Компании, таких как ТШО, «КазРосГаз», КСКП и Казгермунай, а с ноября 2009 года и ММГ. Компания может в будущем заключать соглашения о создании новых совместно контролируемых предприятий как способ ведения своей деятельности. Компания не имеет возможности полностью контролировать деятельность или активы этих предприятий, а также не имеет возможности в одностороннем порядке принимать принципиальные решения в отношении таких предприятий. Такой недостаток контроля ограничивает способность Компании оказывать влияние на такие предприятия с тем, чтобы они осуществляли действия, максимально учитывающие интересы Компании, или воздерживались от осуществления действий, которые могли бы неблагоприятным образом сказаться на интересах Компании.

В соответствии с решением Кутаисского городского суда от 16 марта 2009 года Компания утратила контроль над своей дочерней организацией «КТГ Тбилиси» в результате ее передачи в особое управление Национальной Комиссии по регулированию энергетики и водных ресурсов Грузии. В результате, Компания утратила право определять финансовую и хозяйственную деятельность КТГ Тбилиси, утратив при этом контроль над этой дочерней организацией и права на экономические выгоды, связанные с таким контролем. Консолидация КТГ Тбилиси прекращена с 16 марта 2009 года, т.е. в дату утраты контроля.

В последние годы, Компания стала участницей нескольких крупных совместно контролируемых предприятий либо осуществляла инвестиции совместно с китайскими предприятиями, контролируемыми государством, в процессе расширения Китаем своего присутствия в нефтегазовой отрасли Казахстана. Кроме того, китайские предприятия, подконтрольные государству, также предоставляли финансирование или гарантировали финансирование, необходимое для определенных проектов. Такие совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации включают, среди прочих, (i) PKI, нефтедобывающую компанию, большинство акций которой принадлежит CNPC, (ii) CCEL, совместное предприятие с CITIC, (iii) ТКК, совместно контролируемое предприятие с CNODC, которое было учреждено для строительства и эксплуатации Трубопровода КК, (iv) АГП, совместно контролируемое предприятие с CNPC для строительства газового трубопровода Туркменистан-Китай через Казахстан, по которому транспортируется газ из других Центрально-азиатских республик в крупные густонаселенные центры Южного Казахстана и в Китай, (v) ММГ, нефтедобывающую компанию, находящуюся в собственности компании «MIBV», которая является совместным предприятием с CNPC E&D, где каждому участнику принадлежит 50% доли участия и (vi) МунайТас, являющейся оператором

трубопровода Кенкияк-Атырау, в которой CNPC E&D владеет 49% доли участия. Китайские предприятия, будь то частные или государственные, имеют значительный контроль над этими проектами. Хотя отношения между Компанией и китайскими партнерами в настоящее время сильны и Руководство Компании не предвидит никаких ухудшений в своих отношениях с китайскими партнерами, Компания не может быть уверена в том, что отношения сохраняться на таком уровне и в будущем. Кроме того, Закон о национальной безопасности Республики Казахстан разрешает устанавливать ограничения на инвестиции, если такие инвестиции могут нанести вред национальной безопасности. Следовательно, ухудшение отношений с китайскими партнерами или ухудшение межгосударственных отношений между Китаем и Казахстаном могут негативно повлиять на эти различные совместно контролируемые предприятия и соответственно на деятельность Компании.

К операциям, осуществляемым Компанией в ходе обычной деятельности, применяются изменяющиеся и неоднозначные требования по защите окружающей среды, охране здоровья и технике безопасности, несоблюдение которых может привести к серьезным штрафам и приостановке или полному безвозвратному прекращению деятельности.

Производственная деятельность Компании подвержена экологическим рискам, характерным для операций по разведке, добыче, транспортировке и переработке нефти и газа. Имеется ряд вопросов по охране окружающей среды, связанных с имеющимися и прошлыми объектами, возникшими в результате деятельности дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций Компании, а также их предшественников. Основные обязательства Компании на сегодняшний день возникли в связи загрязнением почвы, сжиганием попутного газа, сбросом сточных вод и разливами нефти.

Несмотря на то, что уровень загрязнения и потенциального объема работ по очистке достаточно сложно оценить, дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании, как и большинство других нефтегазовых компаний в Содружестве независимых государств (далее – **СНГ**), несут доставшееся с советских времен бремя плохого управления в сфере охраны окружающей средой. Существуют проблемы, связанные с истощением месторождений на бывших производственных участках, некоторые из которых эксплуатируются более 30 лет. Вследствие низкого уровня знаний в области охраны окружающей среды в прошлом произошло несколько случаев утечки нефти из-за поломок трубопроводов. Временные коллекторы для хранения бурового шлама, жидких отходов и нефти не ремонтировались и должным образом не утилизировались, что привело к фактам серьезного загрязнения окружающей среды в Атырауской и Мангистауской областях. В более чем 500 коллекторах, которые находятся в этих областях, хранится от 3,7 до 7,3 млн. баррелей отходов добычи нефти, которые в некоторых местах просочились в верхний слой почвы на глубину до 10-15 см. Общая площадь, загрязненная отходами нефтедобычи в Атырауской и Мангистауской областях, составляет приблизительно 2,0 км^2.

Законодательная база, связанная с вопросами защиты окружающей среды, охраны здоровья и техники безопасности, в Казахстане продолжает развиваться. Вводятся более строгие природоохранные требования такие, как касающиеся, например, регулирования выбросов в атмосферу или сброса сточных вод, утилизации и переработки твердых и опасных отходов, землепользования и рекультивации и восстановления загрязненных земель, а экологические органы применяют более строгое толкование природоохранного законодательства. Соблюдение природоохранных требований требует от Компании принятия определенных мер, связанные с хранением, обращением, транспортировкой, переработкой или утилизацией опасных материалов и отходов, а также устранением загрязнения, что может повлечь значительные затраты для Компании.

В августе 2008 года налоговые органы подали иск против компании «Казгермунай» за якобы имевшее место нарушение обязательств относительно чрезмерного сжигания газа на факелах в период с 1 января 2007 года до 30 июня 2008 года. В 2009 году Казгермунай заплатил 94 млн. долларов США во избежание дальнейшего исполнения по указанному иску. Казгермунай в настоящее время находится в процессе подачи апелляционной жалобы в Верховный суд. Не может быть гарантий, что Казгермунай добьется успеха в этом апелляционном процессе, и что против

него не будет подаваться подобных исков в будущем, сумма которых может быть существенной.

В феврале 2009 года Правительство ратифицировало Киотский протокол к Рамочной конвенции ООН об изменении климата (далее – **Киотский протокол**). Ратификация Киотского протокола, который направлен на ограничение или предотвращение выбросов парникового газа, включая углекислый газ, окажет влияние на регулирование в сфере охраны окружающей среды в Казахстане. Последствия ратификации Киотского протокола в других странах еще неясны, соответственно размер потенциальных расходов, связанных с соблюдением положений Киотского протокола, неизвестен. Тем не менее, одним из возможных последствий будет увеличение расходов на электроэнергию и транспортных расходов, ограничение атмосферных выбросов, применение дополнительных платежей за атмосферные выбросы сверх допустимых уровней, а также увеличение расходов на мониторинг, предоставление отчетности и финансовую отчетность. Увеличение таких расходов может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Затраты на соблюдение природоохранных требований в будущем и обязательства, которые могут возникнуть вследствие какого-либо ущерба окружающей среде, нанесенного Компанией, могут оказаться существенными. Более того, на Компанию могут оказать неблагоприятное воздействие возможные в будущем иски и штрафы, предъявляемые в отношении какой-либо дочерней организации, совместного предприятия или ассоциированной организации Компании со стороны экологических органов, включая возможное временное прекращение или отзыв одной или нескольких лицензий на недропользование, имеющихся у Компании. В случае если какие-либо суммы, резервируемые на счетах Компании на расходы по погашению обязательств, возникающих в связи с нарушением природоохранных требований, окажутся недостаточными, это может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Хотя Компания обязана соблюдать все действующие природоохранные законы и нормативно-правовые акты, учитывая меняющийся характер природоохранных требований, Компания не может гарантировать их полное соблюдение постоянно. В случае любого несоблюдения таких природоохранных требований, среди прочего, Компания может быть привлечена к гражданской ответственности, и к ней могут быть применены штрафные санкции, либо деятельность Компании может быть временно или полностью прекращена. Более того, Компания также не может быть уверенной в том, что размер ее обязательств, связанных с нарушением природоохранных требований, не увеличится в результате недавних и будущих приобретений, включая Батумский порт и нефтеналивной терминал, Шымкентский НПЗ, НПЗ Петромидиа и Павлодарский НПЗ. Любое применение штрафов за нарушение требований природоохранного законодательства, увеличение затрат, связанных с соблюдением природоохранных требований, временным прекращением или отзывом лицензий или контрактов, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Нефть, добываемая на некоторых месторождениях Компании, имеет высокое содержание серы, которая производится в больших объемах в качестве побочного продукта, и которая требует обращения с учетом экологических факторов.

Нефть на некоторых месторождениях Компании имеет высокое содержание сероводорода. При добыче нефти и газа с высоким содержанием сероводорода необходима дополнительная очистка для превращения сероводорода в элементарную серу, которая является полезным продуктом. Элементарная сера хранится в форме блоков до ее реализации на рынке. По оценкам ТШО, объемы хранящейся в форме блоков элементарной серы составили на 30 июня 2010 года,

6,4 млн. тонн (в сравнении с 6,9 млн. тонн на 31 декабря 2009 года). ТШО прилагает усилия для хранения серы в форме блоков в соответствии с международно признанной практикой, включает хранение серы в годовые разрешения на природопользование и производит соответствующие платежи. Исследование возможного воздействия на окружающую среду и здоровье в результате открытого хранения серы было проведено различными организациями, назначенными межведомственным координационным советом, в состав которого вошли представители Министерства охраны окружающей среды (далее – **МООС**), МЭМР, а также Министерства здравоохранения и Министерства по чрезвычайным ситуациям. Результаты данного исследования были представлены на открытом слушании в г. Атырау и получили экспертную оценку МООС. Выводы, полученные в результате указанного исследования, подтвердили, что уровень воздействия в результате открытого хранения серы за пределами непосредственной зоны хранения блоков является несущественным. В 2008 году ТШО начало реализацию серы третьим лицам в целях сокращения объемов серы, которую требуется хранить, и соответственного снижения риска применения связанных с хранением серы штрафов в будущем. ТШО реализовало 2,7 млн. тонн и 2,2 млн. тонн серы и произвело 1,8 млн. тонн и 1,1 млн. тонн серы за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года и за год, закончившийся 31 декабря 2009 г., соответственно. В отношении ТШО были начислены штрафы в размере 307 млн. долларов США в 2007 году (которые были уплачены ТШО) и 307 млн. долларов США в 2008 году (которые не были уплачены ТШО) за якобы имевшие место нарушения природоохранных требований, связанных с хранением серы. В апреле 2009 года Министерство нефти и газа и ТШО заключили соглашение по сере, согласно которому (i) процессы, касающиеся начисления штрафов в 2007 и 2008 годах, были прекращены; (ii) ТШО будет полностью возмещена сумма административного штрафа в размере 342 млн. долларов США, уплаченного ТШО в 2007 году, посредством зачета в счет обязательств ТШО по роялти до октября 2014 года, а штраф, начисленный в 2008 году, полностью отменён; и (iii) ТШО построит соответствующие объекты для хранения серы и примет на себя определенные другие социальные программы. Тем не менее, Компания не может дать никаких гарантий того, что подобные штрафные санкции не будут применяться к ТШО в будущем, что может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании. См. разделы «*К операциям, осуществляемым Компанией в ходе обычной деятельности, применяются изменяющиеся и неоднозначные требования по защите окружающей среды, охране здоровья и технике безопасности, несоблюдение которых может привести к серьезным штрафам и приостановке или полному безвозвратному прекращению деятельности*» и «*Деятельность – Судебные процессы*».

Компания сталкивается с опасностями и рисками в процессе бурения, разведки и добычи, что может повлиять на способность Компании производить добычу сырой нефти и газа в ожидаемых объемах и с ожидаемыми затратами.

Будущий успех деятельности Компании зависит, отчасти, от ее способности, а также от способности ее дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций осуществлять разработку запасов сырой нефти и газа экономически выгодным и своевременным образом. Деятельность Компании, связанная с бурением, может оказаться неэффективной, а фактические затраты на бурение и эксплуатацию скважин, а также на завершение капитального ремонта скважин, отразятся на прибыли Компании. В силу технических сложностей, возникающих на Каспийском шельфе, в регионе имеется лишь несколько поставщиков услуг, которые имеют соответствующее оборудование для бурения на море. Работающие в регионе нефтяные операторы в настоящее время заключают долгосрочные договора аренды для получения возможности использовать морские буровые установки, находящиеся в Каспийском море. Отсутствие сервисного оборудования, в том числе буровых платформ, может замедлить выполнение разведочных работ, особенно на месторождении Кашаган.

От Компании может потребоваться сократить, отложить или отменить какие-либо буровые работы вследствие различных факторов, включая непредвиденные условия бурения, давления или неоднородности геологической толщи, сбои в работе или поломки оборудования, аварии, преждевременное истощение коллектора, открытые выбросы, неконтролируемые притоки нефти, природного газа или скважинных флюидов, загрязнение и иные экологические риски, неблагоприятные погодные условия, соблюдение требований государственных органов, а также отсутствие или задержки в предоставлении буровых установок и поставок оборудования.

Кроме того, в рамках программы Компании по разведке нефти и газа некоторые скважины могут оказаться непродуктивными, или эксплуатация некоторых скважин может оказаться экономически нецелесообразной. В частности, начало коммерческой добычи на месторождении Кашаган, которая первоначально планировалась на начало 2005 года, теперь прогнозируется на четвертый квартал 2012 года. См. раздел *«Деятельность – Разведка и добыча – Проекты по разведке – КСКП – Месторождение Кашаган».* Компания не может быть уверена, что не возникнет дальнейших отсрочек. Завершение скважины не является гарантией доходности инвестиций или возмещения затрат на бурение, завершение или эксплуатацию скважин. Кроме того, осложнения в процессе бурения или экологический ущерб могут привести к существенному росту эксплуатационных затрат, а различные условия эксплуатации месторождений могут неблагоприятно отразиться на производительности продуктивных скважин. Наступление любого из вышеперечисленных событий может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Производственная деятельность Компании также подвержена рискам, связанным с возможными стихийными бедствиями, пожарами, взрывами, нерегулируемыми выбросами, встречающимися толщами с аномально высоким пластовым давлением и уровнем воды, образованием кратеров и разливами нефти, каждый из которых может привести к существенному повреждению нефтяных скважин, производственных объектов, иного имущества, экологическому ущербу или телесным повреждениями или смерти. Любой из этих рисков может привести к потерям сырой нефти и газа или стать причиной загрязнения окружающей среды или иного ущерба имуществу Компании или прилегающих территорий, а также к дополнительным затратам или претензиям или искам в отношении дочерних организаций, совместных предприятий или ассоциированных организаций Компании.

Любые из вышеперечисленных факторов опасности и рисков, связанных с бурением, добычей и разведкой, могут оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Страховое покрытие Компании может быть недостаточным для покрытия убытков от возможных эксплуатационных опасностей и непредвиденного прерывания деятельности.

В Компании принята единая программа страхования практически по всем дочерним организациям и аффилиированным лицам. Эта программа страхования покрывает ответственность перед третьими лицами за нанесение экологического ущерба, имущественные риски и риски, связанные с прерыванием деятельности, в отношении производственных активов, скважин с неконтролируемым выбросом, страхование гражданской ответственности перед третьими лицами (включая страхование ответственности работодателя и страхование ответственности владельцев опасных объектов) и страхование ответственности директоров и служащих. Однако, размер такого страхового покрытия меньше суммы, обычно получаемой подобными компаниями в странах с более развитой экономикой. Например, Компания не осуществляет страхование экологического ущерба в результате собственной деятельности, саботажа или террористических актов. Компания не может предоставить никаких гарантий того, что размер страховой выплаты будет достаточным

для покрытия возросших затрат и издержек, связанных с такими убытками или обязательствами. Соответственно, Компания может понести существенные убытки от неподлежащих страхованию или незастрахованных рисков или недостаточности страхового покрытия.

Неспособность успешно интегрировать приобретения, совершенные в последнее время или планируемые в будущем, либо завершить планируемые приобретения, может привести к дополнительным расходам и убыткам для Компании

Компания в последнее время существенно расширила свои операции через приобретение участия в различных компаниях и планирует продолжать такое расширение в будущем. Последними наиболее существенными приобретениями Компании являются покупка 50% доли участия в осуществляющих разведку и добычу активах ММГ в ноябре 2009 года, 100% доли участия в Павлодарском НПЗ вместе с 58% доли участия в лицензиях на эксплуатацию Павлодарского НПЗ в августе 2009 года; 75% доли участия в компании «Ромпетрол» в ноябре 2007 года, которое впоследствии было увеличено до 100% в июне 2009 года; и 100% доли участия в компаниях «Batumi Industrial Holdings Limited» и «Batumi Capital Partners Limited», которые являются собственниками и операторами Батумского порта и нефтеналивного терминала, в феврале 2008 года. См. раздел «*Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Основные факторы, влияющие на результаты деятельности - Приобретения*».

Интегрирование приобретенных предприятий требует значительного времени и существенных усилий со стороны руководства Компании и может потребовать дополнительных капитальных расходов. При интегрировании новых предприятий могут возникнуть сложности, так как принципы операционной деятельности и культура ведения бизнеса, принятые в Компании, могут отличаться от принципов и культуры ведения бизнеса, приобретаемых ею предприятий, может потребоваться осуществление определенных мер по сокращению расходов, может быть затруднено осуществление внутреннего контроля, в том числе контроля за денежными потоками и расходами. Неспособность эффективно интегрировать предприятия, которые были приобретены в прошлом или приобретение которых планируется в будущем, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании. Более того, даже если Компания сможет эффективно интегрировать вновь приобретенные предприятия, ожидаемые от объединения результаты и сокращение расходов и издержек могут на самом деле не произойти, и, соответственно, фактическая норма прибыли может оказаться ниже ожидаемой.

В частности, хотя Компания считает, что интеграция предприятий Ромпетрол с существующими предприятиями Компании проходит до сегодняшнего дня удовлетворительно, не может быть никаких гарантий, что какие-либо значительные трудности не возникнут в будущем, либо что не потребуются крупные дополнительные вложения сверх тех, что уже понесены в связи с интеграцией, а также что в ее результате будет получена предполагаемая экономия либо иные преимущества от приобретения. 24 июня 2009 года Компания реализовала опцион с правом продажи и покупки в отношении Ромпетрол (далее – **Опцион Ромпетрол**) на оставшиеся 25% выпущенного и неоплаченного акционерного капитала Ромпетрол, прежде принадлежавшие г-ну Дину Патрициу. См. раздел *«Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Основные факторы, влияющие на результаты деятельности - Приобретения»*. В рамках сделки г-н Патрициу оставил должность главного исполнительного директора в июне 2009 года и вышел из состава правления Ромпетрол в феврале 2010 года. Компания предполагает и другие изменения в составе руководства Ромпетрол в будущем. Компания не сможет эффективно управлять процессом собственного роста и расширения деятельности, если она будет не в состоянии нанять достаточное число квалифицированных менеджеров. Кроме того, возможно существуют и другие проблемы, связанные с процессом

интеграции Ромпетрол, пока еще неизвестные Компании.

Ромпетрол может подвергнуться административным штрафам в связи с якобы имевшими место действиями ряда ее должностных лиц и директоров.

7 сентября 2006 года Департамент расследований организованной преступности и терроризма возбудил уголовное производство в отношении бывшего председателя правления Ромпетрола и исполнительного директора, который также являлся бывшим миноритарным акционером Ромпетрол, г-на Дину Патрициу, а также г-на Александру Букса, а также 10 других лиц, являющихся, либо являвшихся в свое время, должностными лицами различных государственных органов Румынии, лицензированными брокерами, трейдерами ценных бумаг либо бизнесменами в Румынии. В рамках судопроизводства предъявляется целый ряд обвинений, в том числе в хищении, отмывании денег, злоупотреблении служебным положением и махинациях на фондовых рынках. По результатам уголовного расследования возможно предъявление других обвинений.

В соответствии с судебным приказом от 26 марта 2007 года, Министерство государственных финансов Румынии вступило в судебный процесс в качестве гражданского лица, а Ромпетрол был привлечен к уголовному разбирательству в качестве стороны с потенциальной гражданской (административной), но не уголовной ответственностью, что означает, что если прокурор сможет добиться обвинения подсудимых в уголовном процессе, Ромпетрол может быть признан несущим солидарную ответственность совместно с подсудимыми по уголовному процессу в отношении возмещения финансового ущерба, нанесенного государственному бюджету Румынии. Хотя г-н Патрициу оставил должность Главного исполнительного директора Ромпетрол в июне 2009 года и вышел из правления Ромпетрол в феврале 2010 года, Ромпетрол продолжает участвовать в этом процессе. По оценкам Компании, с Ромпетрол может быть взыскан ущерб на сумму в размере 88 млн. долларов США, не включая проценты и штрафы.

На дату составления настоящего Базового проспекта, рассматривающий данное дело суд все еще не вынес решения и ожидается, что судебное дело и расследование будут продвигаться медленно. Если к Ромпетрол в административном порядке будут применены штрафы, это может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Ромпетрол.

Компания может потерять контроль над НПЗ Петромедиа или будет обязана заплатить значительную сумму в результате исковых действий правительства Румынии против Rompetrol Rafinare в связи с конвертируемыми облигациями Ромпетрола.

До приобретения Компанией Ромпетрол, компания «Rompetrol Rafinare» выпустила конвертируемые долговые обязательства на сумму 570,3 млн. евро (101 млрд. тенге), приобретенные правительством Румынии (далее – **Конвертируемые облигации Ромпетрол**), срок погашения которых был 30 сентября 2010 года. Согласно условиям конвертируемыми облигациями Ромпетрола, Rompetrol Rafinare должен был выплатить облигации наличными или предоставить долю акций Rompetrol Rafinare, или в комбинации двух способов.

В августе 2010 года, Rompetrol Rafinare увеличил свой акционерный капитал путём выпуска новых акций на сумму 78 млн. евро на дату подписки, и все акции были подписаны Компанией, увеличивая процентную долю держания в Rompetrol Rafinare до 98%. Сразу после этого, в августе 2010 года, правительство Румынии, в лице Министерства финансов Румынии, инициировало судебное разбирательство против решения Rompetrol Rafinare об увеличении акционерного капитала. В то время как Министерство финансов проиграло первое слушание в суде первой

инстанции, Министерство финансов подало прошение в Верховный Суд. Верховный суд приостановил решение нижестоящего суда, оттягивая вынос решение об отмене петиции.

Rompetrol Rafinare использовал часть, 54 млн. евро, средств от выпуска акций для выплаты части выплат по облигациям. На дату погашения по обязательствам конвертируемых облигаций Ромпетрола 30 сентября 2010 года, оставшаяся сумма задолженности была конвертирована в акции в Rompetrol Rafinare. В результате, процентная доля держания Компании в Rompetrol Rafinare снизилась до 54%, остальные 44,7% принадлежали правительству Румынии и 1,3% публичным акционерам. Правительство Румынии было против конвертации облигаций в акции в Rompetrol Rafinare и возбудило судебное дело против Rompetrol Rafinare, чтобы заставить Rompetrol Rafinare выплатить все обязательства по облигациям наличными. Хотя Компания считает, что в Rompetrol Rafinare полностью выплатил обязательства по конвертируемым облигациям Ромпетрола и ведутся переговоры справительством Румынии об урегулировании, включая возможный обратный выкуп Rompetrol Rafinare всех или части новых акций; тем не менее, если правительство Румынии или Налоговые органы не уступят, Rompetrol Rafinare должен будет заплатить правительству Румынии дополнительные 516 млн. евро, что может оказать существенное неблагоприятное влияние на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

В случае, если Верховный Суд Румынии признает выпуск акций в августе 2010 года незаконным, Компания потеряет контроль над Rompetrol Rafinare. Хотя Компания считает, что нет юридических оснований для возбуждения судебного дела против Rompetrol Rafinare, в случае, если Компания потеряет контроль над Rompetrol Rafinare, и, следовательно, контроль над нефтеперерабатывающим заводом Петромедиа, это может оказать существенное неблагоприятное влияние на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании. См. раздел «*Обсуждение и анализ руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Основные факторы, влияющие на результаты деятельности – Приобретения*».

Финансовые результаты Ромпетрол за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2010 года и каждого года, закончившегося 2008 и 2009гг., были отрицательными и негативно отразились на результатах операций Компании по переработке и сбыту нефти, причем данная ситуация может иметь место и в будущем.

Ромпетрол отчитался в чистых убытках на сумму в 111,7 млн. долларов США за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2010 и о чистых убытках на сумму в 161,8 млн. долларов США и 296 млн. долларов США на конец года 31 декабря 2009 и 31 декабря 2008 года, соответственно. В дополнение к этому, Ромпетрол имел отрицательный акционерный капитал и отрицательный оборотный капитал по состоянию на 31 декабря 2008 года. Неудовлетворительные итоги Ромпетрол в 2008 и 2009 и порвой половине 2010 года усугубились мировым экономическим кризисом, что привело к значительному снижению цен на переработанные (нефте)продукты и оказывает огромное давление на показатели прибыли. Хотя Компания и руководство Ромпетрол полагают, что эти проблемы в большей степени удалось решить посредством рефинансирования задолженности Ромпетрол, а также с помощью проектов по сокращению расходов и увеличению эффективности производства, Компания не может быть уверена в том, что Ромпетрол не будет продолжать нести убытки в 2010 и последующие годы, что также будет оказывать негативное влияние на результаты деятельности Компании.

От Компании может потребоваться показать значительное сокращение поступлений, если она должна будет произвести переоценку гудвилла или других нематериальных активов в результате изменений в допущениях, на которых основывалась зарегистрированная стоимость определенных активов.

По состоянию на 30 июня 2010 года гудвилл Компании составлял 125,2 млрд. тенге (в сравнении с 199 млрд. тенге на 31 декабря 2009 года), включая 88,6 млрд. тенге (в сравнении с 162,1 млрд. тенге на 31 декабря 2009 года) в связи с приобретением Павлодарского НПЗ. Пересмотр стоимости гудвилла и других нематериальных активов на предмет их обесценения осуществляется ежегодно или более часто, если какие-либо события или изменившиеся обстоятельства указывают на то, что балансовая стоимость гудвилла может обесцениться.

При проведении тестов на обесценение от Компании требуется произвести оценку экономических выгод от использования соответствующих единиц, генерирующих денежные потоки, к которым относится гудвилл. Оценка экономических выгод от использования требует от Компании осуществить оценку денежных потоков, ожидаемых в будущем от генерирующей денежные потоки единицы, а также выбрать приемлемую ставку дисконтирования для расчета текущей стоимости таких денежных потоков. Соответственно, действительные денежные потоки и стоимости могут в значительной степени отличаться от прогнозируемых на будущее денежных потоков и соответствующих стоимостей, полученных при использовании методов дисконтированных денежных потоков. Хотя Компания полагает, что ее оценки и прогнозы адекватны на основании имеющейся в настоящее время информации, действительные показатели работы отдельного актива или группы активов, в отношении которых был проведен тест на обесценение, могут существенно отличаться от текущих ожиданий. Более того, Компания может внести изменения в допущения, используемые для оценки экономических выгод от использования своих единиц, генерирующих денежные потоки. В таком случае может потребоваться снизить текущую балансовую стоимость гудвилла. Любое такое снижение может существенным образом повлиять на стоимость активов, финансовое положение и результаты деятельности Компании. Не может быть никаких гарантий относительно отсутствия какого-либо существенного обесценения в будущих периодах.

Компания провела тесты на обесценение в отношении балансовой стоимости гудвилла по состоянию на 31 декабря 2008 и 2009 годов и зарегистрировала обесценение в сумме 1,3 млрд. тенге и 23,6 млрд. тенге, соответственно. Обесценение гудвилла в 2008 и 2009 годах в принципе отражает списание гудвилла, относящееся к приобретению Батумского порта и нефтеналивного терминала, в то время как обесценение в 2008 году также отражало приобретение Компанией Ромпетрол. На 30 июня 2010 года, было завершено определение окончательной справедливой цены, в связи с приобретением Павлодарского НПЗ, и в результате справедливая стоимость увеличилась до 104,1 млрд. тенге и соответствующим снижением гудвилла до 88,6 млрд. тенге.

Эффективное управление ростом и расширением деятельности Компании возможно только при условии найма достаточного числа опытных менеджеров.

В Компании наблюдаются высокие темпы роста и развития деятельности за относительно короткий период времени, при этом Компания ожидает, что в будущем расширение ее деятельности будет продолжаться за счет внутреннего роста. Для управления таким ростом Компании потребуется, среди прочего, строгий контроль над финансовыми системами и операциями, постоянное усовершенствование контроля со стороны руководства Компании, способность привлечь и удержать достаточное число квалифицированных менеджеров и прочего персонала, постоянное обучение и повышение квалификации такого персонала, наличие достаточного контроля и поддержание надлежащего качества предоставляемых Компанией услуг. Неспособность успешно управлять ростом и развитием, в том числе путем привлечения квалифицированного и опытного руководящего персонала, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на общую деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Факторы риска, связанные с Республикой Казахстан

Компания подвержена воздействию характерных для Казахстана рисков, включая, без ограничений, обесценивание местной валюты, гражданские беспорядки, изменения правил валютного регулирования или отсутствие свободно конвертируемой валюты, изменения цен на энергоносители, изменения, связанные с налогами, налогами, удерживаемыми у источника выплаты иностранным инвесторам, изменения антимонопольного законодательства, национализация или экспроприация собственности, а также временное приостановление или эмбарго на экспорт углеводородов или иных стратегических материалов. Наступление любого из вышеуказанных факторов или факторов, описанных ниже, может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Развивающиеся рынки, как правило, подвержены более значительным рискам по сравнению с более развитыми рынками, а фактические и предполагаемые риски, связанные с инвестированием в развивающиеся экономики, могут сдерживать иностранные инвестиции в Казахстан.

Потрясения, которые в последнее время происходили на международных и внутренних фондовых рынках привели к падению ликвидности и возросшему риску кредитования для некоторых участников рынка и обусловили сокращение сумм доступного финансирования. Компании, расположенные в странах с развивающейся экономикой, как Казахстан, могут в большей мере почувствовать эти изменения и сокращение доступных кредитных средств или возросшей стоимости финансирования, что приведет к трудностям с финансированием. Кроме того, на доступность кредитов для предприятий, работающих в условиях развивающихся рынков, значительное влияние оказывает уровень доверия инвесторов и, как следствие, все факторы, которые влияют на уровень доверия инвесторов, включая снижение кредитных рейтингов, вмешательство государства или центрального банка в ситуацию на рынке, что также может повлиять на стоимость и доступность финансирования для предприятий, работающих в условиях таких рынков.

Инвесторы, осуществляющие инвестирование в такие страны с развивающейся экономикой, как Казахстан, должны учитывать, что эти страны подвержены более высоким рискам из-за недостаточно высокой степени развития рынков в таких странах, в том числе, в отдельных случаях, из-за существенных законодательных, экономических и политических рисков. Инвесторы также должны учитывать, что такие страны с развивающейся рыночной экономикой, как Казахстан, быстро меняются, и что информация, изложенная в настоящем Базовом проспекте, может достаточно быстро устареть.

Соответственно, инвесторы должны с особой тщательностью подходить к оценке имеющихся рисков и должны принимать самостоятельные решения о целесообразности инвестирования с учетом таких рисков. Как правило, инвестиции в страны с развивающейся экономикой являются целесообразными только для квалифицированных инвесторов, которые полностью осознают значение возможных рисков, при этом потенциальным инвесторам настоятельно рекомендуется обратиться за консультацией к своим юридическим и финансовым консультантам до принятия какого-либо решения об осуществлении инвестиций в какие-либо Облигации.

Как показывают события, имевшие место в прошлом, финансовые проблемы или увеличение предполагаемых рисков, связанных с инвестированием в страны с развивающейся рыночной экономикой, могут привести к сокращению объема иностранных инвестиций в Казахстан и оказать неблагоприятное воздействие на экономику Казахстана. Кроме того, в такие периоды компании, работающие в странах с развивающейся рыночной экономикой, могут столкнуться с

серьезными проблемами ликвидности из-за отсутствия доступа к иностранным источникам финансирования. Следовательно, несмотря на некоторую относительную стабильность казахстанской экономики, финансовые кризисы в любых странах с развивающейся рыночной экономикой, особенно в странах СНГ или в странах Центрально-азиатского региона, в которых в последнее время наблюдалась значительная политическая нестабильность (в том числе терроризм), могут существенно подорвать деятельность Компании, что, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное воздействии на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты деятельности Компании.

Большинство операций и существенная часть активов Компании осуществляется и находится на территории Казахстана, соответственно, Компания в значительной степени зависит от экономических и политических условий в Казахстане.

Казахстан приобрел независимость в качестве суверенного государства в 1991 году после роспуска Советского Союза. Начиная с этого времени, в Казахстане происходили существенные изменения, в том числе переход от централизованной командной экономики к рыночной экономике. Первоначальный переход осуществлялся в условиях политической нестабильности и напряженности, а переживавшая на тот момент кризис экономика характеризовалась высокой инфляцией, нестабильной местной валютой и быстрыми, но не окончательными, изменениям законодательной базы.

С 1992 года в Казахстане последовательно осуществляется программа экономических реформ, целью которой является создание свободной рыночной экономики путем приватизации государственных предприятий и отмены регулирования цен, что является шагом вперед в развитии по сравнению с некоторыми другими бывшими Советскими Республиками. Тем не менее, как и в любой стране с переходной экономикой не могут быть предоставлены никакие гарантии того, что такие реформы, а также другие реформы, описанные в других разделах настоящего Базового проспекта, будут продолжены или что в результате таких реформ будут достигнуты все или какие-либо из поставленных целей.

Доступ Казахстана к мировым рынкам в связи с экспортом различной продукции, в том числе нефти, природного газа, стали, меди, ферросплавов, железной руды, алюминия, угля, свинца, цинка и пшеницы, осуществляется через соседние государства, что ставит Казахстан в зависимость от них. Соответственно, экспортные возможности Казахстана зависят от сохранения хороших отношений с соседними странами. Любое значительное ограничение ограничения доступа к таким экспортным маршрутам может оказать негативное влияние на экономику Казахстана. Более того, неблагоприятные экономические показатели региональных рынков могут оказать негативное влияние на казахстанскую экономику.

С момента прекращения существования Советского Союза многие бывшие Советские Республики переживали периоды политической нестабильности, общественных беспорядков, военных действий, изменений составов правительств под общественным давлением, а также акты насилия. В мае 2007 года были внесены поправки в Конституцию, также как и последующие поправки от 2010 года, согласно которым было введено понятие «первый президент» (т.е. действующий президент), которому предоставляется ряд привилегий и который может переизбираться на должность президента неограниченное количество раз. Аналитики по Казахстану считают, что внутриполитическая борьба ведется между потенциальными преемниками Президента Назарбаева, ставшего первым Президентом Казахстана с момента обретения независимости в 1991 году и занимавшего до этого должность Председателя Верховного совета, начиная с 1990 года, и выражают обеспокоенность в отношении возможной передачи власти внутри династии. Так как на настоящий момент нет явного преемника, этот вопрос является потенциальным источником нестабильности в Казахстане. Кроме того, если

политические взгляды следующего избранного президента будут существенно отличаться от взглядов действующего президента, экономический режим в Казахстане может измениться. По результатам парламентских выборов в 2007 году, партия Нур-Отан, возглавляемая Президентом Н.Назарбаевым, стала единственной партией, представленной в Мажилисе, нижней палате Парламента. Изменения в режиме регулирования имущества, налогообложения, либо иные изменения могут оказать негативное влияние на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

В соответствии с данными Статагенства темпы роста ВВП снизились до 3,2% в 2008 году, а в 2009 году ВВП сократился на 2,0%. Хотя за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, ВВП вырос на 8,0% по сравнению с тем же периодом 2009 года, экономический спад, который привел и может продолжать усугублять высокий уровень безработицы, сокращение размеров доходов компаний, рост числа неплатежеспособных компаний, рост числа неплательщиков среди частных лиц и повышение процентных ставок. Это, в свою очередь, приводит к снижению способности заемщиков погашать займы, дальнейшему падению цен на жилую и коммерческую недвижимость и другие активы, что снижает стоимость залогового обеспечения по многим банковским займам, приводит к росту числа списанных долгов и негативно отражается на способности и готовности компаний и частных лиц размещать депозиты во внутренних банках. Не может быть уверенности, что подобная ситуация не будет повторяться в дальнейшем.

Факторы за пределами Казахстана также оказали влияние на казахстанскую экономику, особенно в финансовом и банковском секторах. Например, в феврале 2009 года S&P снизило кредитные рейтинги пяти крупнейших казахстанских коммерческих банков, а Moody's снизило рейтинги финансовой устойчивости шести банков. Рейтинговые агентства заявили, что снижение рейтингов стало следствием негативного влияния глобального экономического кризиса на казахстанскую экономику и казахстанские финансовые учреждения и особенно на качество активов и проблемы ликвидности, а также неспособность казахстанских банков рефинансировать огромные иностранные заимствования, главным образом, в результате недавней девальвации тенге, проведенной в феврале 2009 года. Несколько казахстанских коммерческих банков испытали трудности с рефинансированием своей международной задолженности по мере наступления сроков ее погашения, и, как следствие, прибегли к краткосрочному финансированию в НБК и значительным образом сократили выдачу новых займов. В соответствии с условиями законодательства в области финансовой стабильности, принятого в феврале 2009 года, Правительством была предпринята национализация двух крупнейших казахстанских банков – БТА Банк и Альянс Банк – в результате принятия нового законодательства в области финансовой стабильности, БТА завершил реструктуризацию 31 августа 2010 года, Альянс Банк завершил свою реструктуризацию в апреле 2010 года. Реструктурированные банки находятся на раннем этапе своей пост-реструктурированной деятельности, и неясно, окажутся ли успешными все усилия по реструктурированию в отношении Казахстанского финансового сектора, и какое влияние это окажет на перспективы казахстанских банков и их клиентов, в том числе Компании. См. Раздел «*Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью компании – Серьезные финансовые трудности, испытываемые рядом крупных казахстанских банков могут привести к потере значительных сумм депозитов Компании, размещенных в таких банках*». Сектор жилищного и гражданского строительства и предприятия малого и среднего бизнеса пострадали в большей степени, в том время как крупные компании, компании, занятые недропользованием, и государственные компании продолжают иметь доступ к оффшорному финансированию, хотя и в более ограниченном объеме и на менее благоприятных условиях.

Снижение суверенного рейтинга и проблемы с ликвидностью в казахстанской экономике могут негативно отразиться на экономическом развитии страны, что, в свою очередь, может оказать негативное влияние на перспективы развития, деятельность, финансовое положение и

результаты деятельности Компании. 13 мая 2009 года, рейтинговое агентство Moody's понизило рейтинг Компании с Baa1(прогноз стабильный) до Baa2 (прогноз негативный), по причине снижения рейтинга казахстанской национальной валюты. Хотя агентство S&P повысило суверенный рейтинг Казахстана с негативного на стабильный в мае 2009 года, 7 июля 2009 года, S&P снизило долгосрочный кредитный рейтинг Компании на BB+ (прогноз стабильный) в свете влияния, которое оказывает на Компанию негативная ситуация в неблагополучном банковском секторе Казахстана, несмотря на ожидания S&P в отношении продолжающейся серьезной поддержки со стороны Правительства. 16 декабря 2009 года агентство Fitch обновило кредитный рейтинг Компании до BBB- (прогноз стабильный), который был понижен Fitch с BBB- (прогноз негативный) в феврале 2009 года. 5 апреля 2010 года Moody's изменило свой прогноз по суверенному рейтингу Казахстана с негативного на стабильный, на основании анализа доказательств того, что экономический спад оказался менее серьезным, чем ожидалось, и что Правительство выйдет из серьезного банковского кризиса в Казахстане относительно невредимым. Тем не менее, в пресс-релизе от 7 апреля 2010 года Moody's объявило о своем заключении оставить текущие рейтинги и негативные прогнозы Компании и ее дочерних организаций без изменений, несмотря на недавнее изменение прогноза по суверенному рейтингу Казахстана пока не будет произведен дальнейший анализ ослабленного финансового положения Компании с учетом продолжающихся допущений относительно высокого уровня государственной поддержки. 29 октября 2010 года, рейтинговое агентство Moody's понизило рейтинг Компании с Baa2 до Baa3 (прогноз стабильный), ссылаясь (среди прочего) на неопределённости касательно уровня дивидендов, доступных у дочерних организаций Компании, аффилированных организаций и совместных предприятий в свете запланированных капитальных затрат этих организаций, а также высокий и растущий уровень задолженности Компании. Тем не менее, Moody's отметило, что оставляет стабильный прогноз для Компании, в свете стратегической важности для Казахстана и стабильно позиции ликвидности.

В последние годы в Казахстане имеет место относительно высокий уровень инфляции. По данным НБК уровень инфляции составил 9,5% и 6,2%, на 31 декабря 2008 и 2009 годов и 4,4% за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года. По оценкам МВФ, ожидается, что уровень инфляции составит 7,5% в году, закончившемся 31 декабря 2010 г. Рост инфляции за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 и 2009 гг., главным образом, был обусловлен ростом цен на продовольствие, услуги и другие предметы. Рост инфляции в 2008 и 2009 годах, главным образом, был обусловлен ростом цен на продовольствие и нефть с России и Украине (из которых Казахстан импортирует значительную часть продовольственных продуктов), а также общим ростом цен и значительным ростом номинальной заработной платы и социальных выплат. Компания не может дать быть никаких гарантий, что Правительство и НБК будут в состоянии контролировать инфляционное давление, и что тенденция роста инфляции, имевшая место в 2008 и 2009 годах и ожидаемая в 2010 году, не продолжится в будущем. Соответственно, Компания не может предоставить никаких гарантий, что какие-либо изменения в темпах инфляции не окажут существенного неблагоприятного воздействия на деятельность, перспективы развития, финансовое положение и результаты деятельности Компании.

Кроме того, дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании в большинстве регионов являются крупнейшими работодателями в городах, в которых они работают. Хотя Компания не имеет какого-либо конкретного юридического обязательства или обязанности в отношении таких регионов, ее способность сократить число работников может, тем не менее, привлечь особое политическое и социальное внимание. Если Компания не сможет осуществить сокращение работающих или произвести иные необходимые изменения в деятельности Компании в указанных регионах, это может оказать неблагоприятное влияние на деятельность, перспективы развития, финансовое положение и результаты деятельности Компании.

В августе 2009 года Казахстан принял новый закон о валютном регулировании, который может оказать влияние на сделки, заключаемые Компанией в иностранной валюте.

В июле 2009 года Президент Казахстана подписал закон о внесении изменений и дополнений в законодательные акты о валютном регулировании в Казахстане, который вступил в действие 10 августа 2009 года. Указанные изменения и дополнения в значительной мере повторяют изменения и дополнения, предложенные Правительством в июне 2009 года.

В соответствии с внесенными изменениями и дополнениями, Президенту Казахстана предоставлены полномочия вводить специальный валютный режим, при котором (i) требуется обязательная продажа иностранной валюты, полученной резидентами Казахстана; (ii) требуется размещение определенной части денежных средств, полученных от валютных операций, на депозитах с нулевой ставкой вознаграждения в уполномоченном банке или НБК; (iii) вводятся ограничения на использование счетов, открытых в иностранных банках; (iv) ограничиваются объемы, суммы и валюта расчетов в ходе валютных операций; и (v) требуется специальное разрешение Нацбанка на проведение валютных операций. Более того, пользуясь полномочиями, предоставленными Президенту по новому валютному режиму, он может устанавливать иные требования и ограничения на валютные операции. Несмотря на предоставление обширных полномочий по новому валютному режиму, новый валютный режим не может ограничивать обязательства резидентов по погашению валютных займов в связи с тем, что Казахстан обязан соблюдать свои обязательства по Уставу МВФ как член этой организации. Неясно, как новый валютный режим, в конечном счете, повлияет на Компанию, однако он может значительно ограничить сделки, заключаемые Компанией в иностранной валюте.

Результат проведения дальнейших экономических рыночных реформ остается неясным.

Необходимость существенных вложений в большинство предприятий обусловила реализацию государственной программы приватизации. Из программы были исключены некоторые предприятия, определенные Правительством как имеющие стратегическое значение, хотя основная приватизация была проведена в ключевых отраслях, в том числе полная или частичная продажа крупных производителей нефти и газа, горнодобывающих компаний и национальной телекоммуникационной компании. Тем не менее, необходимость крупных вложений остается во многих отраслях казахстанской экономики, и существуют области, в которых эффективность бизнеса в частном секторе ограничивается несоответствующей инфраструктурой бизнеса. Кроме того, существенные размеры теневой экономики (или черного рынка) в Казахстане могут негативно повлиять на реализацию реформ и затруднить эффективный сбор налогов. Правительство объявило, что намерено решать эту проблему путем улучшения инфраструктуры бизнеса, администрирования налогов и продолжения процесс приватизации. Однако Компания не может дать никаких гарантий, что указанные меры окажутся эффективными, а неспособность их осуществления может существенным образом негативно отразиться на деятельности, перспективах развития, финансовом положении, денежных потоках или результатах деятельности Компании.

Казахстан в значительной мере зависит от экспортных цен на сырьевые и потребительские товары, особенно от цен в нефтегазовой отрасли, а слабый спрос на экспортируемую Казахстаном продукцию и низкие цены на сырьевые товары могут негативно сказаться на казахстанской экономике в будущем.

Поскольку Казахстан ощутил негативное влияние низких цен на сырьевые товары, особенно в нефтегазовой отрасли, и экономическую нестабильность во всем мире, Правительство поощряло экономические реформы, приток иностранных инвестиций, диверсификацию экономики. Несмотря на перечисленные усилия, слабый спрос на экспортных рынках и низкие цены на сырьевые товары, особенно в нефтегазовой отрасли, может отрицательно повлиять на экономику Казахстана в будущем, что может негативно отразиться на деятельности, перспективах развития, финансовом

положении, денежных потоках или результатах деятельности Компании. Большая часть операций Компании, а также существенная часть ее активов находятся в Казахстане, в связи с чем Компания находится в сильной зависимости от экономических и политических условий, преобладающих в Казахстане. См. раздел «*Компания подвержена риску вмешательства со стороны Правительства*».

Снижение мировых цен на нефть и другие сырьевые товары в 2008 году и начале 2009 года оказало негативное воздействие на перспективы развития казахстанской экономики. Государственный бюджет на 2009-2011 годы первоначально прогнозировал доходы, исходя из мировых цен на нефть в 60 долларов США за баррель. Эти прогнозы, которые были вначале скорректированы до 40 долларов США за баррель в свете продолжавшегося снижения мировых цен на нефть, а затем по мере того, как цены на нефть начали расти, были пересмотрены до 50 долларов США за баррель на 2009-2010 годы и 60 долларов США за баррель на 2011-2014 годы. Хотя нефть марки Брент торговалась в достаточно узких пределах, в районе 80 долларов за баррель в 2010 году, не может быть никаких гарантий, что не потребуется внесения дальнейших корректировок в государственный бюджет в свете продолжающейся волатильности цен на нефть.

Экономика Казахстана зависит от экспорта нефти, иностранных инвестиций в инфраструктуру отечественной нефтяной отрасли и общего состояния мировой нефтяной отрасли.

Волатильность или продолжающийся спад цен на нефть и другие сырьевые продукты, нереализация или задержки в реализации каких-либо инфраструктурных проектов, вызванные политической или экономической нестабильностью в странах, участвующих в таких проектах могут оказать неблагоприятное воздействие на страны Центрально-азиатского региона, включая Казахстан, чьи экономики и государственные бюджеты частично базируются на экспорте нефти и нефтепродуктов и других сырьевых товаров, импорте средств производства и значительных иностранных инвестициях в инфраструктурные проекты. Кроме того, любые колебания в стоимости Доллара США по отношению к другим валютам могут привести к волатильности поступлений от экспортных сделок, деноминированных в Долларах США. Избыток предложения нефти и других сырьевых товаров на мировых рынках или общий экономический спад в странах, являющихся основными рынками потребления нефти и иных сырьевых товаров, а также ослабление Доллара США по отношению к другим валютам будет оказывать существенное неблагоприятное влияние на казахстанскую экономику, что, в свою очередь, может косвенно отрицательно повлиять на хозяйственную деятельность, финансовое положение и результаты деятельности Компании.

Законодательная, налоговая и нормативная база Казахстана развита слабо и находится в стадии развития, в связи, с чем трудно предсказать решения судов и оценить налоговые обязательства.

Хотя с начала 1995 года было принято множество законов (в том числе новые налоговые кодексы в январе 2002 года и январе 2009 года, законы об иностранных арбитражных разбирательствах и иностранных инвестициях, дополнительном регулировании в банковском секторе и другие законы и нормативные акты, регулирующие такие вопросы как биржи ценных бумаг, хозяйственные товарищества и компании, а также реформу и приватизацию государственных предприятий), правовая база в Казахстане (хотя и являющаяся одной из наиболее развитых среди стран бывшего Советского Союза) все еще находится в процессе развития по сравнению со странами с развитой рыночной экономикой.

Судебная система, судебные чиновники и прочие государственные служащие в Казахстане не могут быть полностью независимыми от внешних социальных, экономических и политических сил. Например, имеются случаи ненадлежащих выплат в адрес государственных служащих. В связи с этим, иногда трудно предсказать решения судов, а административные решения могут быть непоследовательными. Казахстанская правовая система основывается на гражданском праве, и поэтому судебные прецеденты не имеют обязательной силы в отношении последующих

решений.

Кроме того, судебные и налоговые органы принимают произвольные решения и начисления налоговых обязательств, оспаривают предыдущие решения и начисления налогов, тем самым создавая сложности для компаний в процессе выяснения, имеются ли у них какие-либо дополнительные налоговые обязательства, и должны ли они оплачивать какие-либо штрафы и проценты. Как следствие таких неясностей, в частности, неопределенности решений, принятых в соответствии с Налоговым кодексом 2009 года, а также отсутствия сформированной системы прецедентов и непоследовательности в правовом толковании, правовые и налоговые риски, связанные с ведением бизнеса в Казахстане, являются более значительными по сравнению с рисками, существующими в странах с более развитой налоговой и правовой системой.

Налоговый кодекс 2009 года был принят в конце 2008 года и вступил в действие с 1 января 2009 года. Хотя Налоговый кодекс 2009 года предусматривает снижение ставок по отдельным налогам, в том числе снижение ставки корпоративного подоходного налога с 30% в 2008 году до 20% в 2009, 2010, 2011 и 2012 годах (и далее до 17,5% в 2013 году и до 15% в 2014 году), Налоговый кодекс 2009 года практически отменил пошлину на экспорт нефти и газового конденсата и ввел новый рентный налог, который взимается по прогрессивной шкале, ставки по которой варьируются от 0 до 32% в зависимости от цены на нефть. В случае снижения цены на нефть ниже 40 долларов США за баррель или роста выше 122 долларов США за баррель новый рентный налог взимается по более низкой налоговой ставке по сравнению с пошлиной на экспорт нефти; однако между 40 и 122 долларами США за баррель рентный налог является более обременительным. Принимая во внимание волатильность цен на нефть довольно трудно определить какой эффект окажет новый рентный налог на финансовое положение Компании в дальнейшем - позитивный или негативный. 13 июля 2010 года, Правительство заново ввело экспортные пошлины на нефть в разере 20 долларов США за тонну. Декрет вступил в силу 16 августа 2010 года. Правительство отметило, что эта ставка может увеличиться, возможно, значительно, в кратко- или среднесрочной перспективе. Хотя Компания считает, что повторное введение экспортной пошлины в 20 долларов за тонну не будет иметь значительного эффекта на результаты деятельности за год, заканчивающийся 31 декабря 2010 года, нет гарантий, что повторное введение экспортной пошлины на нефть не будет иметь значительный эффект в последующих годах, в частности, если ставка возрастёт.

В соответствии с Налоговым кодексом 2009 года налог на сверхприбыль также изменился. В то время как прежний налог на сверхприбыль базировался на внутренней норме прибыли по каждому месторождению, новый налог на сверхприбыль базируется на доходах и относимых на вычеты расходах по каждому месторождению, которые определяются в соответствии с казахстанским налоговым учетом, и варьируется от 0 до 60% в зависимости от значения отношения доходов к расходам по каждому месторождению. Руководство Компании считает, что новый доход на сверхприбыль будет менее обременительным для месторождений с низким значением отношения доходов к расходам, но более высоким для месторождений с высоким значением отношения доходов к расходам.

Руководство Компании считает, что новый налог на добычу полезных ископаемых, который практически заменит собой роялти (за исключением ТШО, которое будет продолжать платить Государству роялти), приведет к увеличению общего налогового бремени на компании, занимающиеся добычей и разведкой нефти. Прежняя ставка роялти колебалась в диапазоне от 2 до 6% от средневзвешенной цены на нефть, добытую соответствующей компанией, за вычетом транспортных и определенных дополнительных расходов; а новый налог на добычу полезных ископаемых по Налоговому кодексу 2009 года (с изменениями и дополнениями) базируется на мировой цене на нефть, умноженной на объемы добычи нефти и газа соответствующей компании без каких-либо вычетов, и налагается по следующим ставкам: от 5 до 18% в 2009, 2010, 2011 и 2012 годах, от 6 до 19% в 2013 году, и от 7 до 20% в 2014 году. При продаже сырой нефти и газового конденсата казахстанским нефтеперерабатывающим заводам вышеуказанные ставки

налога на добычу полезных ископаемых умножаются на коэффициент 0,5. Правительство может снижать налог на добычу полезных ископаемых в отдельных случаях в зависимости от конкретных обстоятельств в отношении нефти, добываемой на месторождениях с тяжелыми условиями производства. Компания в настоящее время ведет переговоры с Правительством о применении более благоприятного налогового режима к нефти, добываемой на «зрелых» месторождениях.

В связи с недавним финансовым кризисом Правительство пересмотрело общее налоговое бремя на нефтегазовую промышленность и отложило увеличение налогов этого сектора. Однако полное влияние Налогового кодекса 2009 года на Компанию в настоящее время определить невозможно. Кроме того, Компания не может дать никаких гарантий того, что налоговое законодательство, принятое в будущем, не окажет существенного неблагоприятного воздействия на деятельность, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании.

В феврале 2009 года НБК осуществил девальвацию тенге на 18%. Любая дальнейшая девальвация тенге может оказать существенное неблагоприятное воздействие на Компанию и государственные финансы и экономику Казахстана.

Тенге конвертируется для операций по текущим счетам, хотя и не является полностью конвертируемой валютой для целей операций по счетам капитальных затрат за пределами Казахстана. С момента принятия НБК политики плавающего обменного курса для тенге в апреле 1999 года, тенге испытал значительные колебания, хотя до его девальвации, осуществленной НБК в феврале 2009 года, тенге за последние десять лет в целом подорожал по отношению к доллару США. Поскольку высокие темпы инфляции с течением времени приводят к обесцениванию валюты, существующие уровни инфляции в Казахстане могут сказаться и на ставках обменного курса.

4 февраля 2009 года НБК осуществил девальвацию тенге на 18% по отношению к доллару США частично из-за давления на платежный баланс Казахстана в результате падения цен на сырьевые товары (особенно на нефть и газ). Девальвация тенге была также направлена по увеличение конкурентоспособности казахстанских экспортных товаров. По состоянию на 31 декабря 2009 года официальный курс обмена тенге к доллару США, объявленный НБК, составлял 148,36 тенге за 1 доллар США, отражая обесценивание тенге на 22,8% по отношению к доллару США по сравнению с 31 декабря 2008. Официальный курс обмена тенге к доллару США оставался относительно стабильным в течение 2010 года; на 30 июня 2010 года официальный курс обмена тенге к доллару США, объявленный НБК, составлял 147,46 тенге за 1 доллар США, в то время как 29 октября 2010 года официальный курс обмена тенге к доллару США, объявленный НБК, составлял 147,57 тенге за 1 доллар США.

Хотя некоторые дочерние организации Компании, имеющие значительные выраженные в долларах США доходы и незначительные выраженные в долларах США обязательства (например, РД КМГ), могут выиграть от девальвации тенге к доллару США, поскольку значительное большинство заимствований и кредиторской задолженности Компании выражены в долларах США, счета Компании являются крайне зависимыми от колебаний обменного курса валют, и девальвация тенге по отношению к доллару США может иметь общее негативное влияние на Компанию.

Казахстанский рынок ценных бумаг менее развит по сравнению с рынками ценных бумаг Соединенных Штатов Америки, Великобритании и других стран Западной Европы, что затрудняет развитие экономики Казахстана.

Организованный рынок ценных бумаг появился в Казахстане только в середине 90-ых годов, в связи с чем процедуры расчетов, клиринга и регистрации сделок с ценными бумагами могут быть недостаточно юридически определенными, иметь технические трудности и задержки. Хотя в

последние годы отмечаются значительные достижения, включая инициативу по развитию Алматы в качестве регионального финансового центра, развитая правовая и нормативная база, необходимая для эффективного функционирования фондовых рынков, еще не в полной мере развита в Казахстане. В частности, правовая защита от рыночных махинаций и инсайдерских операций в Казахстане недостаточно развита и не осуществляется так жестко, как это принято в Соединенных Штатах Америки, Великобритании и других странах Западной Европы, а существующее законодательство и положения могут применяться непоследовательно. Кроме того, недостаточно информации о казахстанских компаниях, например, таких как дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании, доступно инвесторам таких компаний по сравнению с инвесторами компаний в Соединенных Штатах Америки, Великобритании и других странах Западной Европы. Перечисленные выше факторы могут мешать иностранным инвестициям в Казахстане, что также затрудняет развитие экономики Казахстана.

Компания подвержена риску вмешательства со стороны Государства

Нефтегазовая промышленность является стержнем казахстанской экономики и перспективой ее дальнейшего развития. Можно ожидать, что нефтегазовая промышленность будет продолжать оставаться в фокусе внимания и дебатов. В схожих обстоятельствах в других развивающихся странах нефтяные компании испытывают риск экспроприации или ренационализации, нарушения или аннулирования проектных соглашений, применения законов или норм, от которых компании должны быть освобождены, отказ в выдаче необходимых разрешений или одобрений, увеличения ставок роялти или налогов, которые должны были быть стабильными, введения контроля над курсом обмена или контроля над капиталами, а также другие риски.

3 ноября 2007 года, было введено в действие законодательство, предусматривающее право Государства инициировать пересмотр условий недропользования, а в определенных обстоятельствах и одностороннее расторжение соглашений о разделе продукции недропользования и других контрактов в отношении месторождений стратегического значения. См. «*Правовое регулирование в Казахстане – Преимущественное право государства и регулирование прав недропользования*».

13 июля 2010 года, Правительство заново ввело экспортные пошлины на нефть в разере 20 долларов США за тонну. Декрет вступил в силу 16 августа 2010 года. Правительство отметило, что эта ставка может увеличиться, возможно, значительно, в кратко- или среднесрочной перспективе. Хотя Компания считает, что повторное введение экпортной пошлины в 20 долларов за тонну не будет иметь значительного эффекта на результаты деятельности за год, заканчивающийся 31 декабря 2010 года, нет гарантий, что повторное введение экспортной пошлины на нефть не будет иметь значительный эффект в последующих годах, в частности, если ставка возрастёт.

19 мая 2008 года Правительство объявило о введении временного запрета на экспорт нефтепродуктов, который действовал в период с 1 июня 2008 года до 1 сентября 2008 года, и действие которого было в дальнейшем продлено до 1 января 2009 года. Запрет должен быть защитить местных потребителей от растущих цен на нефтепродукты (такие как дизельное топливо и бензин) путем устранения иностранного спроса на такие продукты, который, как предполагалось, и взвинчивал внутренние цены. Такие отрасли экономики как сельское хозяйство испытали особенно значительное отрицательное влияние роста цен на нефтепродукты. В случае, когда Компания обязана поставлять сырую нефть и нефтепродукты на местный рынок, по требованию Правительства либо вследствие запрета на экспорт продукции, такие продажи, как правило, приносят значительно меньший доход, чем продажи сырой нефти и нефтепродуктов на экспортном рынке по преобладающим на нем ценам, что также может негативно отразиться на деятельности, перспективах развития, финансовом положении, денежных потоках или результатах

деятельности Компании. Хотя действие запрета на экспорт нефтепродуктов уже закончилось, Правительство может снова ввести данный запрет в любое время.

Компания не может гарантировать точность официальной статистики и иных данных, опубликованных казахстанскими государственными органами и используемых в настоящем Базовом проспекте.

Официальная статистика и иные данные, опубликованные казахстанскими государственными органами, могут не быть такими же полными и надежными, как данные, используемые в развитых странах. Официальная статистика и иные данные могут также составляться, исходя из оснований, отличных от тех, что используются в развитых странах. Ни Эмитент, ни Компания самостоятельно не проверяли официальную статистику и иные данные, в связи с чем любое обсуждение в настоящем Базовом проспекте вопросов, относящихся к Казахстану, может содержать некоторую неопределенность вследствие неполноты или ненадежности использованной информации. В частности, инвесторам следует учитывать, что определенная статистическая информация и иные данные, содержащиеся в настоящем Базовом проспекте, были получены из официальных правительственных источников и не составлялись специально в связи с подготовкой настоящего Базового проспекта.

Кроме того, некоторые сведения, содержащиеся в настоящем Базовом проспекте, основывается на знаниях и анализе, проведенном руководством Компании с использованием информации, полученной из неофициальных источников. В отношении такой информации не проводилась какая-либо независимая проверка, в связи с чем имеется неопределенность относительно полноты или надежности такой информации, которая не составлялась специально в связи с подготовкой настоящего Базового проспекта.

Факторы, существенные для оценки рыночных рисков, связанных с Облигациями

В дополнение к рискам, связанным с инвестированием в такие страны с развивающейся рыночной экономикой как Казахстан, каждый потенциальный инвестор, инвестирующий в Облигации, должен определить целесообразность такого инвестирования в свете его собственных обстоятельств. В частности, каждому потенциальному инвестору следует:

— обладать достаточными знаниями и опытом для проведения целенаправленной оценки Облигаций, преимуществ и рисков инвестирования в Облигации и информации, содержащейся в настоящем Базовом Проспекте или включенной в него путем ссылки, а также любые дополнения к нему;

— иметь знание соответствующих аналитических средств и доступ к ним, чтобы оценить в контексте его конкретной финансовой ситуации инвестирование в Облигации и влияние, которое Облигации окажут на его инвестиционный портфель в целом;

— иметь достаточные финансовые ресурсы и ликвидность, чтобы нести все риски, связанные с инвестициями в Облигации, включая Облигации с выплатой основной суммы или вознаграждения в одной или нескольких валютах, или в случаях, когда валюта выплаты основной суммы и вознаграждения отличается от валюты страны потенциального инвестора;

— досконально понимать условия Облигаций и быть знакомым с динамикой любых соответствующих индексов и финансовых рынков; и

— быть способным оценить (самостоятельно либо с помощью финансового консультанта) возможные сценарии экономических факторов, ставки вознаграждения и прочие факторы, которые могут повлиять на его инвестиции и способность нести соответствующие

риски.

Некоторые Облигации могут представлять собой комбинированные финансовые инструменты. Опытные институциональные инвесторы обычно не покупают комбинированные финансовые инструменты в качестве самостоятельного инвестирования. Комбинированные финансовые инструменты покупаются ими с целью уменьшения риска или увеличения доходности, при этом к их общему портфелю добавляется изученный, взвешенный, обоснованный риск. Потенциальным инвесторам не рекомендуется инвестировать в Облигации, являющиеся комбинированными финансовыми инструментами, за исключением случаев, когда инвестор имеет опыт проведения оценки (самостоятельно либо с помощью финансового консультанта) поведения Облигаций в меняющихся условиях, влияния изменений на стоимость Облигаций, а также влияния, которое Облигации окажут на инвестиционный портфель потенциального инвестора в целом.

Факторы риска, относящиеся к структуре конкретного выпуска Облигаций.

В рамках данной Программы может быть выпущено много видов Облигаций. Определенное количество таких Облигаций может иметь такие особенности, которые предполагают особые риски для потенциальных инвесторов. Ниже представлено описание наиболее часто встречающихся особенностей.

Облигации с правом погашения Эмитентом в произвольную дату.

Такая особенность Облигаций как право погашения в произвольную дату с большой вероятностью может ограничить их рыночную стоимость. В течение срока, когда Эмитент вправе принять решение о погашении Облигаций, рыночная стоимость таких Облигаций не будет подниматься существенно выше, чем стоимость их погашения. Это справедливо и в отношении любого периода до наступления какого-либо срока погашения.

Есть вероятность того, что Эмитент может выкупить Облигации в момент, когда стоимость заимствования будет ниже, чем вознаграждение по Облигациям. В таком случае инвестор обычно может быть не в состоянии реинвестировать выручку, полученную от погашения, по такой же высокой эффективной ставке вознаграждения, как ставка вознаграждения по выкупаемым Облигациям, а может сделать это только по существенно более низкой ставке. Потенциальным инвесторам следует принять во внимание риск реинвестирования с учетом иных возможностей для инвестирования, имеющихся на определенный момент времени.

Индексированные Облигации и двувалютные Облигации.

Эмитент может выпустить Облигации, основная сумма или вознаграждение по которым определяется путем привязки к индексу или формуле, изменениям в ценах на ценные бумаги или сырьевые товары, колебанию курсов обмена валют и прочим факторам (каждый из которых далее – **Соответствующий фактор**). Кроме того, Эмитент может выпустить Облигации, основная сумма или вознаграждение по которым выплачиваются в валюте, отличающейся от валюты, в которой деноминированы Облигации. Потенциальным инвесторам следует иметь в виду, что:

— рыночная цена таких Облигаций может быть нестабильной;

— они могут не получить вознаграждения;

— выплата основной суммы или вознаграждения может произойти не в то время и не в той валюте, в которой предполагалось;

— они могут потерять всю или существенную часть основной суммы;

— Соответствующий фактор может быть подвержен существенным изменениям, которые могут не совпадать с изменениями в ставках вознаграждения, валютах или прочих показателях;

— если в отношении Облигаций используется Соответствующий фактор, связанный с каким-либо мультипликатором, значение которого больше единицы, или содержащим какой-либо другой коэффициент увеличения прибыли, то в случае изменения Соответствующего фактора, влияние такого изменения на размер основной суммы и ставки вознаграждения будет увеличиваться; и

— сроки изменений в Соответствующих факторах могут оказать влияние на фактический доход инвесторов, даже если средний уровень доходности соответствует их ожиданиям. В целом, чем раньше происходит изменение Соответствующего Фактора, тем больше эффект на доходность.

Исторические данные, касающиеся определенного индекса, не должны рассматриваться в качестве индикатора его динамики в будущем в течение срока обращения любых Индексированных Облигаций. Таким образом, любой потенциальный инвестор должен проконсультироваться со своими собственными финансовыми, налоговыми и юридическими консультантами в отношении рисков, которые влечет за собой инвестирование в Индексированные Облигации, и целесообразности инвестирования в такие Облигации в свете его собственных конкретных обстоятельств.

Частично оплаченные Облигации.

Эмитент может выпустить Облигации, цена размещения которых выплачивается более чем одним платежом. Неуплата любого последующего платежа может привести к потере инвестором всех своих инвестиций.

Облигации с переменной ставкой с мультипликатором или иным коэффициентом увеличения прибыли.

Облигации с переменной ставкой вознаграждения могут быть нестабильным инструментом для инвестирования. Если они структурированы таким образом, чтобы включать мультипликаторы или иные коэффициенты увеличения прибыли, верхний и нижний ценовой предел, или комбинации указанных характеристик или аналогичных связанных характеристик, то их рыночная стоимость может быть еще более нестабильной, чем у тех ценных бумаг, которые не имеют таких особенностей.

Облигации с обратной плавающей ставкой.

Облигации с обратной плавающей ставкой имеют ставку вознаграждения, равную фиксированной ставке минус ставка, основанная на какой-либо справочной ставке, например, LIBOR. Рыночная стоимость таких Облигаций обычно более нестабильна, чем рыночная стоимость других обычных долговых ценных бумаг с плавающей ставкой, основанной на аналогичной справочной ставке (и с другими условиями, сопоставимыми во всех других отношениях). Облигации с обратной плавающей ставкой являются более нестабильными, так как увеличение справочной ставки не только уменьшает ставку вознаграждения по таким Облигациям, но так же может отражать увеличение в превалирующих ставках вознаграждения, что может оказать дальнейшее неблагоприятное воздействие на рыночную стоимость таких Облигаций.

Облигации с фиксированной и плавающей ставкой вознаграждения.

На Облигации с фиксированной и плавающей ставкой может быть начислено вознаграждение по ставке, которая конвертируется из фиксированной в плавающую, или из плавающей в фиксированную. В случаях, когда Эмитент вправе осуществлять такую конвертацию, это влияет на вторичный рынок и рыночную стоимость Облигаций, так как можно ожидать, что Эмитент произведет конвертацию ставки тогда, когда это, скорее всего, приведет к снижению общей стоимости заимствования. Если Эмитент производит конвертацию из фиксированной ставки в плавающую ставку при таких обстоятельствах, спред по Облигациям с плавающей и фиксированной ставкой может быть менее благоприятным, чем превалирующие на тот момент времени спреды по облигациям со схожими плавающими ставками вознаграждения, привязанными к аналогичной справочной ставке. Кроме того, новая плавающая ставка в любое время может быть ниже, чем ставки по другим Облигациям. Если Эмитент в такой ситуации производит конвертацию из плавающей ставки в фиксированную ставку, фиксированная ставка может быть ниже, чем превалирующие на тот момент времени ставки вознаграждения по его Облигациям.

Облигации, выпущенные со значительным дисконтированием или премией.

Рыночная стоимость ценных бумаг, выпущенных со значительным дисконтированием или премией от их основной суммы, может испытывать более значительные колебания в связи с общими изменениями в ставках вознаграждения, чем цены на ценные бумаги с обычной ставкой вознаграждения. В целом, чем длиннее оставшийся срок погашения ценных бумаг, тем больше волатильность цены, по сравнению с ценными бумагами с обычной процентной ставкой и аналогичным сроком погашения.

Торговля в клиринговых системах.

Условия выпуска Облигаций предусматривают, что Облигации должны быть выпущены с минимальной деноминацией в 50,000 евро (или эквивалентной сумме в другой валюте), либо кратной суммой, превышающей указанную, в соответствующей Установленной валюте. При продаже Облигаций в клиринговой системе, есть вероятность того, что клиринговые системы могут провести сделки, в результате которых получатся суммы в деноминациях меньше минимальной суммы, указанной в соответствующих Окончательных условиях, относящихся к данному выпуску Облигаций. Если требуется выдача Облигаций в документарной форме в отношении таких Облигаций в соответствии с условиями выпуска соответствующих Глобальных облигаций, то держатель, на счету которого в соответствующей клиринговой системе в какой-либо момент времени оказывается не целое кратное минимальной деноминации, не сможет получить всей причитающейся ему выплаты в форме Облигаций в документарной форме до тех пор и пока принадлежащая ему доля не станет кратной указанной минимальной деноминации.

Факторы риска, связанные с Облигациями

Нет возможности для развития активного рынка Облигаций.

Облигации, выпущенные в рамках Программы, могут не иметь сложившегося вторичного рынка на момент выпуска, и такой рынок может и не появиться. Если даже рынок появится, он может и не стать достаточно ликвидным. Поэтому, инвесторы могут испытывать затруднение в продаже принадлежащих им Облигаций либо в получении цены, которая принесет им доход, сравнимый с аналогичными инвестициями в развитые вторичные рынки. Это относится к Облигациям, которые особенно чувствительны к рискам изменения процентных ставок, колебаниям валют и другим рыночным рискам, либо которые были разработаны для конкретных инвестиционных целей или стратегий, либо были структурированы таким образом, чтобы

соответствовать инвестиционным требованиям ограниченной категории инвесторов. В целом, такие виды Облигаций будут иметь более ограниченный вторичный рынок и более неустойчивую цену, чем обычные долговые ценные бумаги. Неликвидность может оказывать крайне негативное влияние на рыночную стоимость Облигаций.

Подана заявка для включения Облигаций в Официальный листинг и их продажу на Регулируемом рынке Лондонской фондовой биржи. Кроме того, в случае если нет иной договорённости с Диллером (-ами) и не предусмотрено в Окончательных условиях, Компания подаст заявку на помещение выпущенных Облигаций в официальный список НБК в категории «долговые ценные бумаги с рейтингом». Также, с Даты (и на Дату) Выпуска, Компания будет использовать все доступные средства для листинг Облигаций, выпущенных KMG Finance, на НБК. Компания не может дать никаких гарантий того, что Облигации будут включены в листинг или допущены к продажам, либо, в случае их включения в листинг или допуска к продажам, что активный вторичный рынок будет развиваться и существовать. В дополнение, ликвидность любого рынка Облигаций будет зависеть от количества держателей Облигаций, от интереса торговцев ценными бумагами в создании рынка Облигаций и других факторов. Следовательно, не может быть никакой гарантии относительно развития или ликвидности какого-либо рынка Облигаций.

Рыночная цена облигаций может быть неустойчивой.

Рыночная стоимость облигаций может быть подвержена значительным колебаниям под влиянием фактических или ожидаемых изменений в результате деятельности Гаранта и его конкурентов, неблагоприятного развития бизнеса, изменений в нормативно-правовой среде, в которой осуществляет свою деятельность Гарант, изменений в финансовых оценках, данных аналитиками по ценным бумагам, а также фактических или ожидаемых продажах большого количества Облигаций наряду с другими факторами, включая наличие вторичного рынка Облигаций, выпущенных Казахстаном в качестве суверенного заемщика или от его имени. Кроме того, в последние годы мировые финансовые рынки испытывали существенные колебания цен и объемов, что, при повторе в будущем, может негативно повлиять на рыночную цену Облигаций, независимо от результатов деятельности, перспектив развития или финансового состояния Гаранта. Различные факторы, включая рост конкуренции, колебания цен на сырьевые товары или результаты деятельности Компании, нормативно-правовая база, наличие резервов, общие рыночные условия, стихийные бедствия, террористические атаки и войны могут иметь отрицательное влияние на рыночную стоимость Облигаций.

Финансовые потрясения на развивающихся рынках могут привести к нестабильности цен на Облигации.

Рыночная стоимость Облигаций зависит от экономического состояния и рыночных условий в Казахстане и до определенной степени экономического состояния и рыночных условий в других странах СНГ и развивающихся рынках в целом. Финансовые потрясения на других развивающихся рынках в прошлом неблагоприятно повлияли на рыночную стоимость мировых ценных бумаг для компаний, которые осуществляют деятельность на таких рынках и в других развивающихся экономиках. Если даже экономика Казахстана будет относительно стабильной, финансовое потрясение на других развивающихся рынках может неблагоприятно повлиять на рыночную стоимость Облигаций.

Казахстанское законодательство о банкротстве может быть менее благоприятным для держателей Облигаций, чем законы о несостоятельности Великобритании, США и других стран, с которыми держатели Облигаций могут быть знакомы.

Гарант учрежден в Казахстане и подчиняется Закону о банкротстве Казахстана.

Казахстанский Закон о банкротстве может запрещать Гаранту производить платежи в соответствии с Гарантией в определенных обстоятельствах. С момента начала процедуры банкротства в суде казахстанский должник не имеет права выплачивать долги, которые не были погашены до начала процедуры банкротства, с учетом определенных исключений.

После начала процедуры банкротства, кредиторы этого должника не могут проводить никаких юридических действий в целях получения платежа и отмены контракта за неуплату или для обеспечения соблюдения прав кредитора в отношении любых активов должника до завершения процедуры банкротства. Договорные положения, такие как содержащиеся в Гарантии, которые позволят ускорить выплату обязательства должника по факту возникновения определенных связанных с банкротством случаев, ускорят выплату причитающейся суммы, но каждая ускоренная таким образом сумма становится частью общего обязательства в рамках соответствующего класса очередности. В частности, законодательство Казахстана о банкротстве предусматривает, что сделки или платежи, заключенные или сделанные (i) в любое время до начала процедуры банкротства с нарушением законодательства Казахстана или (ii) в течение трех лет до начала процедуры банкротства без какого-либо встречного удовлетворения или по стоимости ниже рыночной или на более благоприятных условиях, предоставленных отдельному кредитору по сравнению с другими кредиторами, могут быть признаны недействительными казахстанским судом. Поскольку казахстанские суды не имеют достаточного опыта в сложных коммерческих вопросах, невозможно предсказать результаты процедуры банкротства.

Существует вероятность того, что действие недавно принятого законодательства о реструктурировании банков может быть также распространено на небанковские институты, что может представлять значительные риски для инвесторов в случае дефолта в отношении Облигаций.

Курсовые риски существуют касательно ситуации, когда Облигации выпущены в иной валюте, чем валюта, в которой осуществляется деятельность инвестора.

Эмитент будет выплачивать основную сумму долга и проценты по Облигациям, и Гарант будет производить любые выплаты согласно Гарантии в Установленной валюте. Это влечет определенные риски, связанные с конвертацией валют, если показатели финансовой деятельности инвестора выражаются главным образом в какой-то другой валюте или валютной единице (далее – **Валюта инвестора**), отличной от Установленной валюты. Указанные риски включают риск того, что обменные курсы валют могут существенно измениться (включая изменения, связанные с девальвацией Установленной валюты или переоценкой Валюты инвестора), и риск того, что органы власти, обладающие юрисдикцией в отношении Валюты инвестора, могут установить либо изменить порядок осуществления валютного регулирования. Кроме того, такие риски в целом зависят от экономических и политических событий, которые KMG Finance и Гарант не могут контролировать. Повышение в стоимости Валюты инвестора относительно Установленной валюты приведет к уменьшению (i) эквивалента дохода по Облигациям в Валюте инвестора, (ii) эквивалента стоимости основной суммы, выплачиваемой по Облигациям, в Валюте инвестора и (iii) эквивалента рыночной стоимости Облигаций в Валюте инвестора.

Правительство и государственные финансовые органы могут установить (как некоторые из них делали в прошлом) валютное регулирование, которое может негативно сказаться на применимом обменном курсе, а также на наличии установленной иностранной валюты на момент выплаты основной суммы долга или вознаграждения, если таковые имеются, по Облигациям. В результате, инвесторы могут получить меньшее вознаграждение или основную сумму, чем ожидалось, или не получить никакого вознаграждения или основной суммы. Даже в случае отсутствия фактического валютного регулирования, есть вероятность того, что Установленная валюта для какой-либо конкретной Облигации, деноминированной не в долларах США, будет недоступна при наступлении срока погашения по такой Облигации. В этом случае Эмитент или Гарант, в зависимости от конкретного случая, произведет необходимые платежи в долларах США

на основании рыночного обменного курса на дату такого платежа, или, если такой обменный курс неизвестен, то на основании рыночного обменного курса по состоянию на последнюю дату, когда такой курс был известен.

Существует риск потерь по ставке вознаграждения в связи с тем, что на Облигации установлена фиксированная ставка вознаграждения, а превалирующая процентная ставка в будущем может быть выше, чем фиксированная ставка.

Инвестирование в облигации с фиксированной процентной ставкой предполагает риск возможных последующих изменений в рыночных процентных ставках, которые могут негативно повлиять на стоимость Облигаций с фиксированной процентной ставкой.

Опыт последних лет показал, что кредитные рейтинги не отражают все риски.

Кредитные рейтинги Гаранта являются оценкой соответствующих рейтинговых агентств его способности погашать свои долги по мере наступления срока их оплаты. Таким образом, реальные или ожидаемые изменения в кредитных рейтингах Гаранта в целом будут влиять на рыночную стоимость Облигаций. Кредитный рейтинг по Облигациям может быть присвоен одним или несколькими независимыми кредитными рейтинговыми агентствами. Рейтинги могут не отражать потенциальных воздействий всех рисков, связанных со структурой, рынком, дополнительными факторами, обсуждаемыми в настоящем Базовом проспекте, а также другими факторами, которые могут повлиять на стоимость Облигаций. Кредитный рейтинг не является рекомендацией покупать, продавать или держать ценные бумаги, он может быть пересмотрен или отозван рейтинговым агентством в любой момент времени.

Вручение судебных извещений и исполнение решений судов, вынесенных против Гаранта и его руководства за пределами Казахстана, может оказаться проблематичным.

Гарант является компанией, зарегистрированной в соответствии с законодательством Республики Казахстан, и значительная часть ее активов, деятельности и операций находятся и осуществляются в Казахстане. Кроме того, большинство его директоров и должностных лиц проживают в Казахстане, и практически все их активы находятся в Казахстане. Это означает, что вручение судебных извещений Гаранту или его директорам и должностным лицам, в том числе по вопросам, вытекающим из федеральных законов Соединенных Штатов по ценным бумагам или применимых законов о вопросах ценных бумаг отдельных штатов Соединенных Штатов или других стран за пределами Казахстана, может оказаться невозможным. Более того, Казахстан не имеет подписанных с Соединенными Штатами Америки, Великобританией и многими другими странами международных договоров о взаимном признании и исполнении решений судов. Это означает, что признание и исполнение в Казахстане решений, вынесенных судами Соединенных Шатов, Великобритании и многих других стран по различным вопросам, может оказаться сложным. См. раздел «*Исполнение гражданско-правовых обязательств*».

Далее, в феврале 2010 года Парламент принял закон о внесении изменений в Закон об арбитраже, которым предоставил определенный иммунитет государственным органам, включая национальные компании, каковой является Гарант, в контексте арбитражных решений и решений иностранных судов. Хотя иммунитет должен распространяться только на государственные органы постольку, поскольку они осуществляют функции суверена, а не коммерческую деятельность, а выпуск Облигаций в рамках Программы следует считать коммерческой деятельностью (и, согласно Трастовому договору, Компания отказалась в той степени, в которой это допускается применимым законодательством, от любого иммунитета, который может быть отнесен к ней в отношении Облигаций или Гарантии), согласно принятым изменениям вопрос о том, считается ли определенная деятельность по своей природе суверенной или коммерческой, подлежит разрешению казахстанским судом дифференцированно в каждом отдельном случае.

Понесенные инвесторами расходы окажут влияние на доходность инвестированного капитала.

На общую доходность инвестированного в Облигации капитала окажут влияние суммы гонораров, взимаемых Агентом, номинальным держателем и/или клиринговой организацией, используемой инвестором. Такое лицо или организация может взимать плату за открытие и ведение инвестиционного счета, перевод Облигаций, оказание кастодиальных услуг, выплату вознаграждения и основной суммы. Потенциальным инвесторам, таким образом, рекомендуется изучить основания для взимания таких сумм гонораров в отношении соответствующих Облигаций.

Выпуск Облигаций и все договоры в рамках Программы регулируются английским правом.

Потенциальным инвесторам следует обратить внимание на то, что каждая Серия Облигаций будет регулироваться и толковаться в соответствии с английским правом, и что все споры, касающиеся Облигаций, подпадают под исключительную юрисдикцию судов Англии (исключительно в целях подачи исков или судебных процессов, инициированных с целью приведения в исполнение обязательств KMG Finance а или Гаранта, предусмотренных настоящим Базовым проспектом). Английское право может существенно отличаться от права страны проживания потенциальных инвесторов в части, касающейся Облигаций. Если потенциальный инвестор имеет какие-либо сомнения в отношении вопросов применения английского права в качестве применимого права в отношении Облигаций, такой инвестор должен проконсультироваться со своими юридическими консультантами.

Компания не дает никаких гарантий в отношении последствий вынесения каких-либо судебных решений или изменений в английском праве или административной практике после выпуска настоящего Базового проспекта.

Условия Облигаций позволяют определенному большинству принимать обязательства от имени всех Держателей Облигаций и позволяют Доверительному управляющему предпринимать определенные действия без согласия Держателей Облигаций.

Условия Облигаций содержат положения о созыве собраний Держателей Облигаций для рассмотрения вопросов, затрагивающих их интересы в целом. Эти положения позволяют определенному большинству принимать обязательства от имени всех Держателей Облигаций, включая Держателей Облигаций, не участвовавших и не голосовавших на соответствующих собраниях, а также Держателей Облигаций, голосовавших против мнения большинства.

Условия Облигаций также предусматривают, что Трастовый управляющий может без согласия Держателей Облигаций соглашаться на (i) любое изменение, отказ от требований или санкционирование какого-либо нарушения или предполагаемого нарушения любых положений Облигаций или (ii) определять без согласия Держателей Облигаций, что любое Событие нарушения обязательств или потенциальное Событие нарушения обязательств не будет рассматриваться как таковое или (iii) замену KMG Finance а Гарантом или любым из его других Дочерних предприятий как основного должника по любым Облигациям при обстоятельствах, определенных в Условии 11(c).

К выплатам, производимым в отношении Облигаций, может применяться налог, удерживаемый у источника выплаты, и другие налоговые последствия для инвесторов.

Как правило, выплата вознаграждения по заемным средствам, производимая казахстанским лицом в пользу нерезидента, облагается налогом у источника выплаты по ставке 15% для юридических лиц, за исключением случаев, когда ставка налога у источника выплаты уменьшается, или налог не взимается согласно условиям соответствующего договора об избежание двойного налогообложения.

Если выплаты в отношении каких-либо Облигаций облагаются казахстанским налогом у источника выплаты, в результате чего Эмитент или Гарант (в зависимости от обстоятельств) должны будут уменьшить сумму таких платежей на сумму удерживаемого налога у источника выплаты, Эмитент или Гарант (в зависимости от обстоятельств) обязаны увеличить сумму выплат настолько, насколько это необходимо для того, чтобы чистая сумма выплат, полученная Держателями Облигаций, была не меньше, чем суммы, которые они получили бы в случае отсутствия такого удержания. Однако следует заметить, что положения о полной компенсации налоговых выплат, возможно, не смогут быть принудительно исполнены по законодательству Казахстана, поскольку налоговые органы Казахстана могут рассматривать такие положения как представляющие собой уплату налогов от имени третьих лиц.

Налог у источника выплаты может возникнуть на основании положений Директивы ЕС о налогообложении сбережений.

В соответствии с Директивой Европейского Союза о налогообложении сбережений в виде выплат вознаграждения (далее – **Директива ЕС о налогообложении сбережений**) 2003/48/ЕС, каждая страна-член ЕС должна предоставлять налоговым органам другой страны-члена ЕС информацию о выплатах вознаграждения (или иного аналогичного дохода) лицом в своей юрисдикции физическому лицу – резиденту другой страны-члена ЕС. Тем не менее, в переходный период Бельгия, Люксембург и Австрия должны будут (если они не примут иное решение) применять систему удержания у источника выплаты таких платежей (окончание переходного периода зависит от заключения соглашений об обмене информацией с некоторыми странами, не являющимися членами ЕС). Ряд стран и территорий, не являющихся членами ЕС, включая Швейцарию, приняли схожие меры (система удержания в случае со Швейцарией).

Если выплаты должны быть произведены, либо взысканы страной-членом ЕС, которая выбрала систему удержания, и часть суммы, либо налог должны быть удержаны с суммы таких выплат, ни KMG Finance , ни Компания, ни Платежный агент, ни какое-либо иное лицо не обязано уплачивать дополнительные суммы в отношении Облигаций как следствие применения такого налога у источника выплат. KMG Finance должен обеспечить наличие Платежного агента в стране-члене ЕС, которая не обязана производить удержание либо вычет налога в соответствии с Директивой ЕС о налогообложении сбережений.

Определенные инвестиции могут быть ограничены из соображений правового порядка.

Инвестиционная деятельность некоторых инвесторов может не подпадать под разрешенные законом инвестиции или подпадать под проверку либо контроль со стороны определенных уполномоченных органов. Каждый потенциальный инвестор должен проконсультироваться со своими юридическими консультантами, чтобы определить, являются ли и в какой степени (i) Облигации разрешенной законом инвестицией, (ii) могут ли Облигации использоваться как обеспечение по различным видам заимствования и (iii) применяются ли иные ограничения в отношении приобретения либо залога Облигаций. Финансовые организации должны проконсультироваться со своими юридическими консультантами или уполномоченными органами по вопросу оценки Облигаций с точки зрения требований к достаточности капитала с учетом рисков или подобными требованиями.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДОХОДА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ОБЛИГАЦИЙ

Если иное не оговорено в любых из соответствующих Окончательных условий, чистый доход, полученный от каждого выпуска Облигаций, будет предоставлен Эмитентом в качестве займа Гаранту, который будет использовать данный чистый доход на общие корпоративные цели, включающие рефинансирование, погашение или иную реструктуризацию существующей задолженности. Если в отношении каких-либо определенных выпусков Облигаций, представляющих собой производные ценные бумаги для целей статьи 15 Регламента Комиссии № 809/2004 о применении Директивы ЕС о проспекте эмиссии, имеется отдельно обозначенное применение средств от реализации Облигаций, то это будет определено в соответствующих Окончательных условиях.1:

KMG FINANCE

Общие положения

KMG Finance зарегистрирована как частная компания с ограниченной ответственностью (besloten vennootschap met beperkte aansprakelijkheid или B.V.) в соответствии с законодательством Нидерландов 9 июня 2006 года на неограниченный срок. Регистрационный номер компании в коммерческом реестре города Амстердам (Нидерланды) – 34249875. KMG Finance является участницей «Coöperatieve KazMunaiGas PKI U.A.», является прямой 100%-ной дочерней организацией компании «Coöperatieve KazMunaiGas PKI U.A.», зарегистрированной в Нидерландах. Компания, является участницей «Coöperatieve KazMunaiGas PKI U.A.», наряду с ТОО «КМГ-Кумколь», дочерней организацией Компании со 100%-ным участием.

В таблице ниже приведены данные по капитализации KMG Finance по состоянию на 31 декабря 2009:

	На 31 декабря 2009 года (неаудир.)
	(тыс. долл. США)
Приоритетные долгосрочные обязательства [(1)]	4 458 320
Субординированные долгосрочные обязательства	0
Итого собственный акционерный капитал[(2)]	11 434
Итого собственный акционерный капитал и долгосрочные обязательства	4 469 754

Примечания:

(1) Приоритетные долгосрочные обязательства представляют собой обязательства, срок оплаты по которым наступает через один год и которые не являются субординированными.

На 31 декабря 2009 года объявленный акционерный капитал KMG Finance составлял 90 000 евро, в виде простых именных акций, номинальной стоимостью 100 евро каждая. На момент регистрации KMG Finance, общий размер оплаченного капитала KMG Finance составил 18 000 евро, и состоял из 180 простых акций, выпущенных и оплаченных по номинальной стоимости и напрямую принадлежащих компании «Coöperatieve KazMunaiGas PKI U.A.». В ходе обычной деятельности и в соответствии с применимыми законами и положениями Нидерландов, в мае 2008 года в капитал KMG Finance был сделан вклад в виде надбавок к номинальной стоимости акций в размере 7 800 000 долларов США.

С 31 декабря 2009 года каких-либо существенных изменений в капитализации KMG Finance не произошло.

Деятельность

Как предусмотрено Ст. 3 Устава Компании, KMG Finance была зарегистрирована, помимо прочего, для заимствования и (или) предоставления в кредит денежных сумм. KMG Finance была создана как специальная проектная компания, и не имеет работников или дочерних организаций.

Помимо Облигаций, которые выпущены и находятся в обращении в рамках Программы, а также обязательств по Кредитному договору с «Deutsche Bank» от 2010 года (как определено ниже), на момент выпуска настоящего Базового проспекта KMG Finance не имеет никаких непогашенных задолженностей в виде займов, гарантий или условных обязательств. См. раздел «*Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Долговые обязательства*».

В отношении KMG Finance не имеется и не имелось никаких государственных, судебных или арбитражных разбирательств (включая любые текущие, или потенциальные судебные процессы о которых известно KMG Finance) в течение последних 12 месяцев до даты выпуска настоящего

Базового проспекта, которые могли или оказали в недавнем прошлом значительное воздействие на финансовое положение или доходность KMG Finance, а также KMG Finance не осведомлена о каких-либо текущих или потенциальных судебных разбирательствах такого рода.

Управление

KMG Finance имеет четырех управляющих директоров: г-н Руслан Юссупбеков, служебный адрес совпадает с служебным адресом KMG Finance, г-н Отмар Е. Каролус, служебный адрес совпадает с служебным адресом KMG Finance; г-н Ардак Касымбек, который также является Генеральным управляющим по корпоративной стратегии и управлению активами Компании; и г-жа Айгуль Бекназарова, которая также является директором Департамента корпоративного финансирования Компании. Служебный адрес г-на Касымбека и г-жи Бекназаровой: ул. Кабанбай батыра 19, Астана, 010000, Республика Казахстан.

Никаких потенциальных конфликтов интересов между выполнением обязанностей управляющих директоров KMG Finance и их частными интересами и (или) другими обязанностями не существует.

Общая информация

Служебный адрес KMG Finance: Strawinskylaan 807 (WTC Tower A, 8th Floor), 1077 XX Amsterdam, the Netherlands; номер телефона: +31 020 5752397.

KMG Finance получила все необходимые согласования, разрешительные документы и полномочия в Нидерландах, необходимые для выпуска Облигаций и выполнения своих обязательств по ним.

Требование о получении разрешения от Центрального Банка Голландии *De Nederlandsche Bank*) в соответствии со Статьей 2:11 Закона о финансовом надзоре (*Wet op het financieel toezicht*) (далее – **ЗФН**) к KMG Finance не применимо. Для того чтобы выполнить установленное ЗФН условие, исключающее необходимость получения банковской лицензии и привлечения средств, погашаемых по требованию или после получения уведомления, такие возвращаемые средства могут быть получены KMG Finance исключительно от профессиональных участников рынка (как определено в Статье 1:1 ЗФН).

KMG Finance соблюдает и будет продолжать соблюдать обязательства, касающиеся финансовой отчетности, установленные для KMG Finance, чьи ценные бумаги допущены к торгам на регулируемом рынке в Европейском Союзе, которые вытекают из Директивы ЕС о прозрачности (2004/109/ЕС) и которые включены в право Нидерландов через ЗФН (Статья 5:25a и далее) и вступили в силу с 1 января 2009 года. До тех пор, пока (i) KMG Finance имеет зарегистрированный офис в Нидерландах, (ii) Облигации включены в листинг регулируемого рынка Страны-участницы и (iii) каждая Облигация имеет номинал не ниже 50 тыс. евро, KMG Finance может по своему выбору делать раскрытие информации в любой Стране-участнице, в которой она зарегистрирована (например, Нидерланды), или в Стране-участнице, в которой Облигации допущены к торгам на регулируемом рынке.

Обязательства, установленные законодательством Нидерландов, принятым во исполнение положений Директивы ЕС о прозрачности, ограничиваются тем, что определенные положения не распространяются на эмитентов, таких как KMG Finance, что занимается исключительно выпуском облигаций или иных ценных бумаг, которые выпускаются номинальной стоимостью не менее 50 тыс. евро за единицу (или эквивалентной стоимостью в другой валюте).

Если Облигации, выпущенные и находящиеся в обращении в рамках Программы, включаются в листинг регулируемого рынка, KMG Finance будет обязана соблюдать действующие в Нидерландах правила, касающиеся инсайдерских сделок и рыночных махинаций, согласно Статьи 5:56 и далее ЗФН.

КАПИТАЛИЗАЦИЯ

В таблице ниже приводятся данные по капитализации Компании на 30 июня 2010 года и 31 декабря 2009 года, взятые из Промежуточной Финансовой отчётности за 2010 год и Финансовой отчетности за 2009 год соответственно. Таблицу следует читать в увязке с разделами, озаглавленными «*Некоторая финансовая и другая информация*», «*Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности*», Промежуточной Финансовой отчётности за 2010 год и с Финансовой отчетностью за 2009 год, а также пояснениями, которые включены в настоящий Базовый проспект.

	На 30 июня 2010 года (1) (неаудир)	На 30 июня 2010 года (неаудир)	На 31 декабря 2009 года(2) (неаудир.)	На 31 декабря 2009 года
	(млн. дол. США)	(млн. тенге)	(млн. дол. США)	(млн. тенге)
Текущие платежи по займам	3,611.4	532,543.4	3,051.6	452,741.1
Долгосрочные займы, за вычетом текущих платежей	9,805.8	1,445,956.3	9,334.9	1,384,933.0
Всего займов	13,417.2	1,978,499.7	12,386.5	1,837,674.1
Акционерный капитал	1,082.6	159,647.5	1,076.1	159,647.5
Дополнительный оплаченный капитал	15.2	2,248.1	15.2	2,248.1
Прочий собственный капитал	33.8	4,990.7	33.1	4,910.4
Резерв на пересчет валюты	1,189.4	175,390.8	1,232.5	182,852.7
Нераспределенная прибыль	11,525.7	1,699,583.5	11,587.6	1,532,273.7
Доля миноритарных акционеров	3,053.1	450,203.0	3,210.5	476,310.3
Всего собственный капитал	**16,899.9**	**2,492,063.6**	**15,895.4**	**2,358,242.7**
Общая капитализация (общая сумма займов плюс собственный капитал))	**30,317.1**	**4,470,563.3**	**28,281.9**	**4,195,916.8**

Примечания:
Для удобства данные пересчитаны в долларах США по курсу 147,46 тенге за 1 доллар США, опубликованному на КФБ

(1) И установленному на 30 июня 2010 года. Данный пересчет не отражает пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.

(2) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по курсу 148,36 тенге за 1 доллар США, установленному на 31 декабря 2009 года. Данный пересчет не отражает пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.

С 30 июня 2010 года Компания понесла, выплатила или погасила следующие суммы долга:

- В июле 2010 года, Компания выпустила 7 процентные Облигации на 245,65 млрд. тенге с выплатой в 2013 году. Облигации листингованы на Казахстанской бирже и были подписаны РД КМГ в размере 220 млрд. тенге, остальная сумма удерживается Компанией до срока погашения.

- 29 октября 2009 года КМГ ПМ заключила контракт с компанией «Синопек Инжинирг» о создании комплекса по производству ароматических соединений при Атырауском НПЗ стоимостью 1.1 млрд. долларов США, финансирование, которого Компания планирует осуществить с помощью внешних ресурсов, подписав 30 июля 2010 года кредитную линию с 30 июля 2010 года, АО Банк Развития Казахстана и Атырауский НПЗ подписали кредитную линию на сумму 1 063.7 миллионов долларов США сроком на 13 лет для реализации проекта стратегических инвестиции. Движимое и недвижимое имущество Атырауского НПЗ будет являться залогом займа.

- В сентябре 2010 года Компания запросила у (i) Halyk Bank выплатить со своего депозита 75,05 млрд. тенге из 180,5 млрд. тенге, полученных от НацБанка в качестве займа, выплаты с депозитов в (ii) БТА банке (142 млрд. тенге) и Казкоммерцбанке (48 млрд. тенге) для выплаты задолженности по бондам, которые были подписаны Самрук-Казына в размере 190 млрд. тенге. (iii) а также потребовала выплат в БТА

банке (142 млрд. тенге) и Казкоммерцбанке (10 млрд. тенге) для займа С-К.

- 22 сентября 2010г. Самрук-Казына реинвестировал средства в капитал Компании, использовав часть доходов от выкупа Компанией облигаций Компании для подписки на новые акции, выпущенные Компанией.

- В октябре 2010 года, Компания зарегистрировала облигации с нулевым купоном на сумму 100 млрд. тенге с датой выплаты в 2017 году. Ожидается, что облигации будут листингованы на КФБ и предоставлены по дисконтированной стоимости до конца 2010 года.

За исключением вышесказанного, каких-либо существенных изменений в общей капитализации Компании 30 июня 2010 года не произошло.

НЕКОТОРАЯ ФИНАНСОВАЯ И ДРУГАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Приведенные ниже финансовые данные Компании за периоды, заканчивающиеся 30 июня 2010 года, 31 декабря 2009 и 2008 годов, взяты из Промежуточной Финансовой отчётности за 2010 год и Финансовой отчетности за 2009 год и должны рассматриваться в увязке с ней, включая пояснения к ней, содержащиеся в настоящем Базовом проспекте, и ограничиваются в целом данной отчетностью.

Потенциальным инвесторам следует читать некоторую финансовую и другую информацию в увязке с информацией, содержащейся в разделах *«Факторы риска», «Капитализация», «Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности», «Деятельность»*, Промежуточной Финансовой отчётности за 2010 год, а также Финансовой отчетностью за 2009 год, включая пояснения к ней, и другими финансовыми сведениями, представленными в настоящем Базовом проспекте.

Данные консолидированного балансового отчета

	На 30 июня		По состоянию на 31 декабря			% разница между годами на 31 декабря 2009 и 30 июня 2010	% разница между годами на 31 декабря 2008 и 2009 гг.
	2010 г.[1] (неаудир.)	2010 г. (неаудир)	**2009 г..[2] (неаудир.)**	**2009 г.**	**2008 г.[3]**		
	(млн. долл США)	*(млн. тенге)*	*(млн. долл США)*	*(млн. тенге)*			
АКТИВЫ							
Долгосрочные активы							
Недвижимость, здания и оборудование	**16,157.2**	**2,382,547.2**	14,933.8	2,215,574.1	1,797,313.8	7,5%	23.3%
Активы по разведке и оценке	**802.0**	**118,264.9**	774.2	114,861.1	81,653.2	3,0%	40.7%
Нематериальные активы	**1,239.6**	**182,787.7**	1,748.8	259,455.3	75,319.4	(29,5)%	244.5%
Долгосрочные банковские депозиты	**332.6**	**49,040.9**	124.5	18,464.4	29,694.2	165.6%	(37.8)%
Инвестиции в ассоциированные организации	**4,571.6**	**674,126.1**	4,346.3	644,811.2	525,187.2	4,5%	22.8%
Отсроченные активы по налогу на прибыль	**83.3**	**12,281.6**	85.8	12,726.7	4,149.9	(3,5)%	206.7%
Предоплата роялти и возмещение НДС	**26.2**	**3,858.8**	47.5	7,049.9	3,718.4	(45,3)%	89.6%
Авансы по долгосрочным активам	**128.4**	**18,935.8**	125.7	18,647.1	14,041.9	1,5%	32.8%
Облигации к получению	**424.8**	**62,634.3**	421.4	62,521.0	0.0	0,2%	–
Векселя к получению от СП	**133.4**	**19,665.1**	136.6	20,268.9	18,862.0	(3,0)%	7.5%
Векселя к получению от ассоциированных организаций	**118.4**	**17,462.5**	108.4	16,075.4	0.0	8,6%	–

	На 30 июня		По состоянию на 31 декабря				
	2010 г.[1] (неаудир.)	2010 г. (неаудир)	**2009 г..[2] (неаудир.)**	**2009 г.**	**2008 г.[3]**	**% разница между годами на 31 декабря 2009 и 30 июня 2010**	**% разница между годами на 31 декабря 2008 и 2009 гг.**
	(млн. долл США)	*(млн. тенге)*	*(млн. долл США)*	*(млн. тенге)*			
Беспроцентный заем связанной стороне	–	–	54.1	8,028.2	0.0	–	–
Прочие долгосрочные активы	**105.8**	**15,607.1**	69.4	10,300.1	7,153.3	51,5%	44.0%
	24,123.2	**3,557,212.1**	22,976.4	3,408,783.5	2,557,093.2	4,4%	33.3%
Краткосрочные активы							
ТМЗ	1,107.6	163,333.1	1,086.9	161,249.7	99,580.3	**1,3%**	61.9%
Возмещение НДС	344.2	50,758.8	257.9	38,260.1	40,305.7	**32,7%**	(5.1)%
Предоплаченный подоходный налог	113.0	16,668.4	80.7	11,979.8	7,790.7	**39,1%**	53.8%
Дебиторская задолженность по счетам	1,199.4	176,864.6	958.3	142,179.6	111,796.3	**24,4%**	27.2%
Краткосрочные финансовые активы	6,086.2	897,471.0	4,824.1	715,704.6	551,176.2	**25,4%**	29.9%
Вексель к получению от акционера СП	21.0	3,092.5	7.3	1,082.1	0.0	**185,8%**	–
Дивиденды к получению от ассоциированных организаций	17.4	2,570.7	99.0	14,687.6	0.0	**(82,5)%**	–
Прочие краткосрочные активы	589.9	86,985.9	454.7	67,458.2	47,156.0	**28,9%**	43.1%
Денежная наличность и ее эквиваленты	3,341.2	492,698.6	3,802.9	564,191.2	491,761.7	**(12,7)%**	14.7%
	12,820.0	1,890,443.6	11,571.8	1,716,792.9	1,349,567.0	**10,1%**	**27.2%**
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи	6.6	980.5	2.6	378.4	13.2	**159,1%**	2,766.7 %
	12,826.7	1,891,424.1	11,574.4	1,717,171.3	1,349,580.2	**10,1%**	27.2%
ИТОГО АКТИВЫ	36,949.9	5,448,636.2	**34,550.8**	**5,125,954.7**	**3,906,673.4**	**6,3%**	**31.2%**
СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА							
Собственный капитал							
Акционерный капитал	1,082.6	159,647.5	**1,076.1**	159,647.5	158,049.4	**0,0%**	1.0%
Дополнительно оплаченный капитал	15.2	2,248.1	**15.2**	2,248.1	9,013.5	**0,0%**	(75.1)%
Прочий собственный капитал	33.8	4,990.7	**33.1**	4,910.4	1,385.0	**1,6%**	254.5%
Резерв на пересчет валюты	1,189.4	175,390.8	**1,232.5**	182,852.7	(27,799.0)	**(4,1)%**	(757.8) %
Нераспределенная прибыль	11,525.7	1,699,583.5	**28.1**	1,532,273.7	1,468,030.8	**10,9%**	4.4%
Относящийся к собственному капиталу акционеров учредителя	13,846.9	2,041,860.6	**12,684.9**	**1,881,932.4**	**1,608,679.9**	**8,5%**	**17.0%**
Доля миноритарных акционеров	3,053.1	450,203.0	3,210.5	476,310.3	421,294.5	**(5,5)%**	13.1%
ИТОГО СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ	16,899.9	2,492,063.6	**15,895.4**	**2,358,242.7**	**2,029,974.3**	**5,7%**	**16.2%**
Долгосрочные обязательства							
Заимствования	9,805.8	1,445,956.3	9,334.9	1,384,933.0	961,525.7	**4,4%**	44.0%
Оплата за приобретение дополнительной доли в проекте Северного Каспия	2,146.5	316,524.5	2,103.3	312,052.1	239,500.8	**1,4%**	30.3%
Оплата за приобретение дочерней организации	59.3	8,747.3	56.7	8,405.2	0.0	**4,1%**	–
Резервы	406.7	59,976.5	382.9	56,809.5	54,536.1	**5,6%**	4.2%
Отсроченные обязательства по подоходному налогу	938.7	138,418.2	842.1	124,938.9	70,827.3	**10,8%**	76.4%
Прочие долгосрочные обязательства	108.1	15,946.1	114.4	16,966.3	21,113.9	**(6,0)%**	(19.6)%
	13,465.1	1,985,569.0	12,834.4	1,904,105.2	1,347,503.9	**4,3%**	41.3%
Краткосрочные обязательства							
Заимствования	3,611.4	532,543.4	3,051.6	452,741.1	188,445.5	**17,6%**	140.3%
Резервы	319.3	47,079.8	312.1	46,306.8	40,247.6	**1,7%**	15.1%
Подоходный налог к уплате	64.0	9,433.2	218.6	32,437.4	57,588.1	**(70,9)%**	(43.7)%
Торговая кредиторская задолженность	1,270.1	187,287.2	1,054.7	156,470.4	142,902.9	**19,7%**	9.5%
Прочие налоги к уплате	560.3	82,615.0	566.1	83,986.6	36,517.7	**(1,6)%**	130.0%
Обязательства по опциону пут	–	–	0.0	0.0	14,895.5	–	(100.0) %
Производные финансовые инструменты	–	–	1.6	240.7	105.8	**(100,0)%**	127.5%
Прочие краткосрочные обязательства	759.8	112,045.0	616.2	91,423.9	48,492.2	**22,6%**	88.5%
	6,584.9	971,003.6	5,821.0	863,606.9	529,195.2	**12,4%**	63.2%
Всего обязательств	20,050.0	2,956,572.6	**18,655.4**	**2,767,712.0**	**1,876,699.1**	**6,8%**	**47.5%**
ИТОГО СОБСТВЕННЫЙ КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА	36,949.9	5,448,636.2	**34,550.8**	**5,125,954.7**	**3,906,673.4**	**6,3%**	**31.2%**

Примечания:

(1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по курсу 147,46 тенге за 1 доллар США, опубликованному на КФБ 30 июня 2010 года. Данный пересчет не отражает пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были, или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.

(2) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по курсу 148,36 тенге за 1 доллар США, опубликованному на КФБ 31декабря 2009 года. Данный пересчет не отражает пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были, или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.

(3) Согласно требованиям МСФО, финансовые данные за 2008 год приводятся из Финансовой отчетности за 2009 год с определенными корректировками, главным образом для ретроспективного учета изменений в учетной политике в отношении учета долей участия в совместно контролируемых предприятиях, а также для единообразного представления финансовых данных за 2008 год.

Данные консолидированного отчета о совокупном доходе

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня			За год, закончившийся 31 декабря			% разница между шестью месяцами ,закончившимися 30 июня 2009 и 2010 гг.	% разница между годами на 31 декабря 2008 и 2009 гг.
	2010(1) (неаудир)	2010 (неаудир)	2009 (неаудир)	2009[-] (неаудир)	2009	2008[-]		
	(млн. долл США)	*(млн. тенге)*		*(млн. долл США)*	*(млн. тенге)*			
Выручка	**6.895.7**	**1,015,454.2**	**717,620.7**	10,776.6	1,589,548.6	1,885,605.9	**41,5%**	(15.7)%
Себестоимость реализованной продукции	**(4.528.6)**	**(666,874.9)**	**(465,995.4)**	(7,098.3)	(1,047,000.9)	(1,199,360.3)	**43,1%**	(12.7)%
Валовой доход	**2.367.1**	**348,579.3**	**251,625.3**	**3 678.3**	**542,547.8**	**686,245.6**	**38,5%**	(20.9)%
Общие и административные расходы	**(457.4)**	**(67,349.7)**	**(55,889.5)**	(814.3)	(120,112.8)	(145,704.1)	**20,5%**	(17.6)%
Транспортные расходы и расходы на продажу	**(804.8)**	**(118,518.0)**	**(72,119.2)**	(1,145.7)	(168,984.9)	(153,732.0)	**64,3%**	9.9%
Обесценение гудвилла	**(10.7)**	**(1,579.5)**	**438.3**	(8.9)	(1,306.5)	(23,553.1)	**(460,4)%**	(94.5)%
Обесценение недвижимости, машин и оборудования		–	**(563.7)**	(70.3)	(10,364.2)	(6,614.6)		56.7%
Доходы /(убытки) от выбытия недвижимости, машин и оборудования	**(17.6)**	**(2,594.2)**	**22,609.8**	123.0	18,147.5	(725.0)	**(111,5)%**	(2,603.2)%
Доход от реализации дочерних организаций		–	**(2,713.9)**	39.2	5,787.7	2 839.5		
Прочий доход от основной деятельности	**23.2**	**3,415.9**	**3,492.3**	84.2	12,416.6	8 243.0	**(2,3)%**	50.6%
Прочие расходы по основной деятельности	**(23.2)**	**(3,415.8)**	**(1,373.9)**	(99.0)	(14,606.4)	(6,394.4)	**148,6%**	128.4%
Чистая отрицательная курсовая разница	**(16.4)**	**(2,408.4)**	**(7,387.0)**	(55.5)	(8,180.3)	(13,103.9)	**(67,4)%**	(37.6)%
Доходы от финансирования	**279.2**	**41,116.1**	**44,324.0**	575.4	84,867.2	101,103.8	**(7,2)%**	(16.1)%
Расходы на финансирование	**(576.7)**	**(84,919.9)**	**(63,403.1)**	(954.8)	(140,825.7)	(108,358.2)	**33,9%**	30.0%
Нереализованный убыток/(прибыль) от производных инструментов по сырой нефти		–	**(9,080.5)**	(22.6)	(3,336.5)	3,753.0		(188.9)%
Доля дохода от СП и ассоциированных организаций	**995.9**	**146,652.5**	**59,581.9**	1,164.3	171,738.1	239,771.1	**146,1%**	(28.4)%
Прибыль до вычета подоходного налога	**1,758.6**	**258,974.5**	**169,541.0**	2,493.5	367,787.3	583,770.6	**52,8%**	(37.0)%
Расходы по подоходному налогу	**471.4**	**(69,422.7)**	**(66,666.0)**	(1,215.6)	(179,295.7)	(200,287.2)	**4,1%**	(10.5)%
Прибыль за период от продолжаемой деятельности	**1,287.2**	**189,551.8**	**102,875.0**	1,277.9	188,491.6	383,483.4	**84,3%**	(50.8)%
Убытки за год после подоходного налога от прекращенной деятельности	–	–	–	14.4	2,127.6	7,637.8	–	(72.1)%
Прибыль за период	**1,287.2**	**189,551.8**	**102,875.0**	**1,292.3**	**190,619.3**	**391,121.2**	**84,3%**	**(51.3)%**
Держатели акций Компании	**983.1**	**144,775.8**	**51,560.4**	765.7	112,934.0	298,291.2	**180,8%**	(62.1)%
Доля меньшинства	**304.1**	**44,776.0**	**67,181.9**	526.7	77,685.3	92,830.0	**(12,7)%**	(16.3)%
	1 287.2	**189,551.8**	**102,875.0**	1,292.3	190,619.3	391,121.2	**84,3%**	(51.3)%
Прочий совокупный доход								
Пересчет иностранных валют	**(51.7)**	**(7,613.3)**	**(235,947.9)**	1,607.0	225,506.1	3,098.3	**(103,2)%**	7,178.4%
Реализованный убыток от имеющихся в наличии для продажи финансовых инвестиций, реклассифицированные в прибыль за период	-	–	–	1,607.0	–	435.9		(100.0)%
Прочий совокупный доход (убыток) за период	**(51.7)**	**(7,613.3)**	**(235,947.9)**	1,528.9	225,506.1	3,534.2	**(103,2)%**	6,280.7%
Всего совокупный убыток за период за вычетом налогов	**1,235.5**	**181,938.5**	**338,823.0**	**2,821.2**	**416,125.4**	**394,655.4**	**(46,3)%**	5.4%
Держатели акций Компании	**932.5**	**137,313.9**	**271,641.1**	2,193.8	323,585.7	301,732.6	**(49,5)%**	7.2%
Доля меньшинства	**303.0**	**44,624.7**	**67,181.9**	627.4	92,539.7	92,922.8	**(33,6)%**	(0.4)%
	1 235.5	**181,938.5**	**338,823.0**	**2,821.2**	**416,125.4**	**394,655.4**	**(46,3)%**	5.4%

Примечания:

(1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по курсу 147,26 тенге за 1 доллар США, опубликованному на КФБ на шесть месяцев, заканчивающихся 30 июня 2010 года. Данный пересчет не отражает пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были, или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.

(2) Согласно требованиям МСФО, финансовые данные за 2009 год приводятся из Промежуточной финансовой отчетности за 2010 год с определенными корректировками, главным образом для отображения завершения распределения покупочной цены касательно Павлодарского НПЗ.

(3) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по среднему курсу тенге к доллару США в 2009 году, составлявшему 147,50 тенге за 1 доллар США. Данный пересчет не отражает пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были, или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.

(4) Согласно требованиям МСФО, финансовые данные за 2008 год приводятся из Финансовой отчетности за 2009 год с определенными корректировками, главным образом для ретроспективного учета изменений в учетной политике в отношении учета долей участия в совместно контролируемых предприятиях, а также для единообразного представления финансовых данных за 2008 год.

Основные финансовые коэффициенты и показатели

В таблице ниже приводятся основные финансовые коэффициенты и показатели, используемые руководством Компании для оценки результатов деятельности Компании. Финансовые показатели, которые приводятся в указанной таблице, отражают операции Компании.

	За и на шесть месяцев, закончившихся 30 июня			**За год по состоянию на 31 декабря**		
	2010 (неаудир.)	**2010 (неаудир.)**	**2009 (неаудир.)**	**2009 г. (неаудир.)**	**2009**	**2008[1]**
	(млн. долл. США)	*(млн. тенге, кроме коэффициентов)*		*(млн. долл. США)*	*(млн. тенге, кроме коэффициентов)*	
EBIT[4]	2,335.3[2]	343.9	2,335.3[2]	3,448.3[2,4]	508.6	692.2
EBITDA[5]	2,751.4[2]	405.2	2,751.4[2]	4,163.1[2,4]	614.0	790.6
Задолженность (включая текущую часть)[6]	13,417.2[3]	1,978.5	13,417.2[3]	12,386.6[3,5]	1,837.7	1,150.0
Собственный капитал[7]	16,899.9[3]	2,492.1	16,899.9[3]	15,895.4[3,5]	2,358.2	2,030.0
Капитализация[8]	30,317.1[3]	4,470.6	30,317.1[3]	28,282.0[3,5]	4,195.9	3,180.0
Чистая капитализация[9]	26,975.9[3]	3,977.9	26,975.9[3]	24,479.4[3,5]	3,632.2	2,688.0
Чистая задолженность[10]	10,076.0[3]	1,485.8	10,076.0[3]	8,584.0[3,5]	1,274.0	658.0
Задолженность/EBITDA	-	-	-	2.98	2.99	1.45
Чистая задолженность/чистая капитализация	0.37	0.37	0.37	0.35	0.35	0.24
Задолженность/Акционерный капитал	0.79	0.79	0.79	0.78	0.78	0.57
Текущая ликвидность[11]	1.95	1.95	1.95	1.99	1.99	2.55
EBIT/Расходы по финансированию	4.05	4.05	4.05	3.61	3.61	6.39

Примечания:

(1) Согласно требованиям МСФО, финансовые данные за 2008 год приведены из Финансовой отчетности за 2009 год с определенными корректировками, главным образом для ретроспективного учета изменений в учетной политике в отношении учета долей участия в совместно контролируемых предприятиях, а также для единообразного представления финансовых данных за 2008 год.

(2) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по курсу 147,26 тенге за 1 доллар США, опубликованному на КФБ на шесть месяцев, заканчивающихся 30 июня 2010 года. Данный пересчет не отражает пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были, или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.

(3) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по курсу 147,46 тенге за 1 доллар США, опубликованному на Казахстанской бирже на 30 июня 2010 года. Данный пересчет не отражает пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были, или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.

(4) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по среднему курсу тенге к доллару США в 2009 году, составлявшему 147,50 тенге за 1 доллар США. Данный пересчет не отражает собой пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были, или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному

курсу.

(5) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по курсу 148,36 тенге за 1 доллар США, установленному на 31 декабря 2009 года. Данный пересчет не отражает пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были, или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.

(6) Компания рассчитывает показатель EBIT за соответствующий период как прибыль до уплаты налогов за указанный период плюс расходы по финансированию за указанный период

(7) Показатель EBITDA за соответствующий период – EBIT за указанный период плюс истощение, износ и амортизация за указанный период.

(8) Задолженность – краткосрочные заимствования плюс долгосрочные заимствования на 30 июня 2010 года и 31 декабря соответствующего периода.

(9) Капитал является общим капиталом по состоянию на 30 июня или 31 декабря соответствующего периода.

(10) Капитализация является совокупностью долга и капитала по состоянию на 30 июня или 31 декабря соответствующего периода.

(11) Чистая капитализация является совокупностью чистого долга и капитала по состоянию на 30 июня или 31 декабря соответствующего периода.

(12) Чистый долг является долгом с вычетом денежных средств и их эквивалентов по состоянию на 30 июня или 31 декабря соответствующего периода.

(13) Соотношение долг/EBITDA за период шести месяцев, закончившийся 30 июня 2010 и 2009гг., здесь не приводится, т.к. Компания считает, что основа для предоставления таких данных может быть неточна.

(14) Текущая ликвидность является соотношением текущих активов на 30 июня или 31 декабря соответствующего периода к текущим обязательствам на 31 декабря соответствующего периода.

В следующей таблице показано отношение EBIT и EBITDA к доходу от продолжаемой деятельности до вычета корпоративного подоходного налога:

	Зая на шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2010г.			**За и на год, заканчивающийся 31 декабря**		
	2010г.[1] (неаудир.)	**2010г. (неаудир.)**	**2009г.[2] (неаудир.)**	**2009(2) (неаудир.)**	**2009**	**2008(3)**
	(млн. долл. США)	*(млн. тенге, кроме коэффициентов)*		*(млн. долл. США)*	*(млн. тенге, кроме коэффициентов)*	
Доход до уплаты подоходного налога	**1,756.2**	**259.0**	**169.5**	2,493.5	367.8	583.8
Расходы на финансирование	**(575.9)**	**(84.9)**	**(63.4)**	(954.8)	(140.8)	(108.4)
EBIT[4]	**2,335.3**	**343.9**	**232.9**	3,448.3	508.6	692.2
Износ, истощение и амортизация	**415.5**	**61.3**	**54.3**	714.8	105.4	98.4
EBITDA[5]	**2,751.4**	**405.2**	**287.2**	4,163.1	614.0	790.6

Примечания:

(1) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по курсу 147,26 тенге за 1 доллар США, опубликованному на Казахстанской бирже на шесть месяцев, заканчивающихся 30 июня 2010 года. Данный пересчет не отражает пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были, или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.

(2) Для удобства данные пересчитаны в долларах США по среднему курсу тенге к доллару США в 2009 году, составлявшему 147,50 тенге за 1 доллар США. Данный пересчет не отражает собой пересчет в соответствии с МСФО и не должен рассматриваться как заверение в том, что суммы в тенге были, или могут быть конвертированы в доллары США по данному курсу или любому иному курсу.

(3) Согласно требованиям МСФО, финансовые данные за 2008 год приводятся из Финансовой отчетности за 2009 год с определенными корректировками, главным образом для ретроспективного учета изменений в учетной политике в отношении учета долей участия в совместно контролируемых предприятиях, а также для единообразного представления финансовых данных за 2008 год.

(4) Компания рассчитывает показатель EBIT за соответствующий период как прибыль до уплаты налогов за указанный период плюс расходы по финансированию за указанный период.

(5) Показатель EBITDA за соответствующий период – EBIT за указанный период плюс истощение, износ и амортизация за указанный период.

Структура соотношения собственных и заемных средств

В таблице ниже приводятся данные по долям заемных средств по Компании и некоторым ее дочерним организациям.

За и на шесть месяцев, закончившихся 30 июня

	Активы	Денежные средства[1]	Задолженность[2][3]	EBITDA[4]
(млрд. тенге)				
Компания	**5,448.6**	**492.7**	**1,978.5**	**405.2**
Компания[6]	**2,022.2**	**338.9**	**1,278.2**	**560.3**
КТГ[6]	**425.3**	**59.0**	**119.7**	**54.6**
КТО[6]	**317.3**	**50.0**	**0.6**	**38.4**
РД КМГ[6]	**1,368.1**	**85.3**	**139.7**	**148.9**
КМГ ПМ[6][7]	**1,175.6**	**66.5**	**657.3**	**19.0**

	За и на шесть месяцев, закончившихся 31 декабря 2009 года			
	Активы	**Денежные средства[1]**	**Задолженность[2][3]**	**EBITDA[4]**
	(млрд. тенге)			
Компания	5 126,0	564,2	1 837,7	614,0
Компания[5]	1 762,8	273,9	1 080,3	224,2
КТГ[5]	393,5	21,6	138,6	80,8
КТО[5]	325,3	16,4	20,7	47,9
РД КМГ[5]	1 292,6	107,6	137,7	319,9
КМГ ПМ[5][6]	1 180,2	68,5	794,2	(41,5)

Примечания:

(1) В том числе их эквиваленты.

(2) Задолженность – краткосрочные заимствования плюс долгосрочные заимствования на 30 июня 2010 года и 31 декабря соответствующего периода.

(3) Сумма гарантий Компании составляет 1 047 млрд. тенге.

(4) Показатель EBITDA за соответствующий период – EBIT за указанный период плюс истощение, износ и амортизация за указанный период. Показатель EBIT за соответствующий период – прибыль до уплаты налогов за указанный период плюс расходы по финансированию за указанный период.

(5) На основе финансовой отчетности до исключения взаиморасчетов и корректировок консолидированной отчетности внутри группы.

(6) В том числе «Ромпетрол».

В таблице ниже приводятся данные по сверке коэффициентов EBITDA и доли заемных средств к доходу до уплаты подоходного налога

За и на шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года

	Компания	Компания[1]	КТГ[1]	КТО[1]	РД КМГ[1]	КМГ ПМ[1][2]
	(в млрд. тенге, кроме доли заемных средств)					
Доход до уплаты налогов	259.0	92.8	39.6	28.9	136.4	(37.0)
Расходы по финансированию	(84.9)	(59.1)	(6.6)	(0.7)	(3.9)	(30.9)
Износ, истощение и амортизация	61.3	408.4	8.4	8.8	16.4	25.1
EBITDA	405.2	560.3	54.6	38.4	148.9	(19.0)

Примечания:

(1) На основе отдельной финансовой отчетности до исключения взаиморасчетов и корректировок консолидированной отчетности внутри группы.

(2) В том числе «Ромпетрол».

За и на год, закончившийся 31 декабря 2009 года

	Компания	Компания[1]	КТГ[1]	КТО[1]	РД КМГ[1]	КМГ ПМ[1][2]
	(в млрд. тенге, кроме доли заемных средств)					
Доход до уплаты налогов	367,8	147,8	54,1	28,7	285,5	(128,5)

Расходы по финансированию	(140,8)	75,6	11,7	2,0	3,2	48,3
Износ, истощение и амортизация	105,4	0,8	15,0	17,2	31,2	38,6
EBITDA	614,0	224,2	80,8	47,9	319,9	(41,5)

Примечания:

(1) На основе отдельной финансовой отчетности до исключения взаиморасчетов и корректировок консолидированной отчетности внутри группы.

(2) В том числе «Ромпетрол».

АНАЛИЗ И ОБСУЖДЕНИЕ РУКОВОДСТВОМ РЕЗУЛЬТАТОВ ФИНАНСОВО-ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

*Приведенный ниже анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности Компании следует читать в увязке с Промежуточной финансовой отчётностью за 2010 год и Финансовой отчетностью за 2009 год и пояснениями к ней, которые содержатся в настоящем Базовом проспекте. Промежуточная финансовая отчётность за 2010 год и Финансовая отчетность за 2009 год составлена в соответствии с требованиями МСФО. Настоящий анализ и обсуждение руководством содержит заявления прогнозного характера, которые отражают риски и факторы неопределенности. См. «**Прогнозные заявления**». Фактические результаты деятельности Компании могут значительно отличаться от результатов, ожидаемых в соответствии с прогнозными заявлениями, по нескольким причинам, в том числе по приведенным в разделе «Факторы риска» и других разделах настоящего Базового проспекта.*

Обзор

Компания является национальной нефтегазовой вертикально интегрированной казахстанской компанией, осуществляющей операции по разведке и добыче (upstream), транспортировке (midstream) и переработке и реализации (downstream), главным образом в Казахстане. По данным Агентства по статистике и внутренней информации Компании, руководство Компании полагает, что на 30 июня 2010 и на 31 декабря 2009 года Компания являлась крупнейшим производителем сырой нефти в Казахстане по объемам добычи, а также оператором крупнейшей по протяженности и пропускной способности сети газопроводов в Казахстане. Кроме того, на 30 июня 2010 и на 31 декабря 2009 года Компания владела крупными или контрольными долями участия в каждом из трех основных нефтеперерабатывающих заводов в Казахстане, а также в крупном нефтеперерабатывающем заводе в Румынии.

На результаты деятельности Компании и их изменение по годам оказывают влияние различные внешние факторы. В связи с тем, что основная хозяйственная деятельность Компании осуществляется на территории Казахстана, к числу таких факторов относятся политический климат в стране, состояние экономики, а также глобальные и региональные экономические условия, политическая и военная стабильность; недостаточность и эволюция законодательной, налоговой и правовой базы, в том числе состояние рынка ценных бумаг, эффективность экономических, финансовых и кредитно-денежных мер, принимаемых Правительством; и финансовые риски, среди которых кредитный риск и риск ликвидности, вытекающие из (среди прочего) недавних и продолжающихся потрясений в казахстанском банковском секторе. См. раздел «Факторы риска – Факторы риска, связанные с Республикой Казахстан».

В 2009 и 2008 годах Компания и ее дочерние организации заключили ряд значительных сделок по приобретению. Эти приобретения оказывают существенное воздействие на Компанию и должны учитываться при рассмотрении изменений результатов финансово-хозяйственной деятельности Компании из периода в период .

Начиная с 2009 года, Компания применяет метод учета по доле участия в совместно контролируемых предприятиях вместо метода пропорциональной консолидации, применявшегося ранее. В отношении совместно контролируемых активов Компания продолжает признавать свою долю в совместно контролируемых активах, классифицируемых по характеру активов, а также по соответствующей доле в обязательствах и ее пропорциональной доле в доходах и расходах согласно требованиям МСБУ 31. См. раздел *«Представление финансовой информации и данных о запасах и иных сведений – Представление информации о дочерних организациях, совместных предприятиях и ассоциированных организациях»* «*Основные факторы, влияющие на результаты деятельности – Приобретения»* и «*Некоторая финансовая и другая информация»*. Руководство полагает, что метод учета по доле участия в совместно контролируемых предприятиях обеспечивает более надежную и актуальную информацию, согласуется с МСФО и учетной политикой Компании.

Согласно требованиям МСФО, Компания пересмотрела и изложила в новой редакции финансовую информацию за 2008 год, включенную в Финансовую отчетность за 2009 год и другие разделы настоящего Базового проспекта, используя метод учета по доле участия в совместно

контролируемых предприятиях (вместо метода пропорциональной консолидации). Также Компания пересмотрела и изложила в новой редакции финансовую информацию по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2009 года и за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2009 года, включенную в Промежуточную Финансовую отчетность за 2010 год и другие разделы настоящего Базового проспекта по требованию МСФО, в связи с завершением распределения покупочной цены Павлодарского НПЗ. Соответственно, эти данные различны, в некоторых аспектах, с соответствующими данными, изложенными в Финансовой отчётности за 2009 год. Детали изложены в Примечаниях 2 и 4 к Промежуточной Финансовой отчётности за 2010 год. Инвесторы должны иметь в виду, что, если не указано иное, финансовая информация Компании на и за год, закончившийся 31 декабря 2009 года, изложенная в настоящем Базовом проспекте, представлена на основании действительных данных, включённых в Финансовую отчётность за 2009 год.

Если не указано иное, сведения, представленные в настоящем Базовом проспекте по добыче и запасам, а также иные подобные сведения о совместных предприятиях Компании и ее дочерних организациях отражают пропорциональные доли Компании или ее соответствующих дочерних организаций в совместных предприятиях. Аналогичным образом, сведения, представленные в настоящем Базовом проспекте по добыче и запасам, и иные подобные сведения об ассоциированных организациях отражают пропорциональные доли Компании или ее соответствующих дочерних организаций в ассоциированных организациях. В некоторых разделах настоящего Базового проспекта Компания приводит сведения по добыче и запасам, и иные подобные сведения в отношении Компании и ее дочерних организаций, а также совместно контролируемых активов отдельно от сведений по добыче и запасам совместно контролируемых предприятий, учет которых осуществляется методом по доле участия, в целях обеспечения определенной увязки с финансовым учетом по соответствующим организациям. Резервы оцениваются ежегодно и, соответственно, на дату настоящего Базового проспекта информация по резервам, на дату после 31 декабря 2009, отсутствует.

Доходы Компании поступают от продажи сырой нефти, нефтепродуктов, платежей по договорам транспортировки нефти и газа, продажи продуктов переработки газа, а также иных видов поступлений, включающих продажу тепло- и электроэнергии, выплат по роялти в натуральной форме, продажи непрофильных активов и других видов деятельности. Доходы Компании отражаются в отчетах по четырем производственным сегментам: разведка и добыча нефти и газа, транспортировка нефти и газа, переработка и реализация сырой нефти (в т.ч. в виде роялти, выплачиваемых в натуральной форме) и нефтепродуктов, а также иных видов деятельности, включая поставку тепло- и электроэнергии, авиаперевозки, информационные и иные вспомогательные сервисные услуги. На шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года и на конец года, заканчивающийся 31 декабря 2009 года, крупнейшим производственным сегментом, приносящим наибольший доход, являлась переработка, маркетинг и продажа сырой нефти и нефтепродуктов, а крупнейшим производственным сегментом с точки зрения чистой прибыли являлась разведка и добыча нефти и газа. См. раздел «*Производственные сегменты*» ниже.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, общий доход Компании увеличился на 41,5% до 1,015.5млрд. тенге с 717.6 млрд. тенге на период, закончившийся 30 июня 2009 года. Чистая прибыль Компании за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года увеличился на 84.3% до 189.6 млрд. тенге с 102.9 млрд. тенге на период, закончившийся 30 июня 2009 года. На 30 июня 2010 года, общая стоимость активов Компании составляют 5,448.6 млрд. тенге, в сравнении с 5,126 млрд. тенге на 31 декабря 2009 года.

За год, заканчивающийся 31 декабря 2009 году общая сумма доходов Компании снизилась на 15,7% до 1 589,5 млрд. тенге по сравнению с 1 885,6 млрд. тенге в 2008 году. Чистая прибыль Компании в 2009 году снизилась на 51,3% и составила 190,6 млрд. тенге по сравнению с 391,1 млрд. тенге в 2008 году. По состоянию на 31 декабря 2009 года общая стоимость активов Компании составляла 5 126млрд. тенге по сравнению с 3 906,7 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2008 года.

Общая стоимость активов Компании в 2009 году выросла как органически, так и в результате приобретений и займов. Увеличение стоимости активов на 30 июня 2010 по сравнению с 31 декабря 2009 года, в основном отражает увеличение краткосрочных финансовых активов между теми же датами, в большинстве своём в результате выпуска 7 %-ных Облигаций на сумму 1.5 млрд. долларов США 7 мая 2010 года по Программе, которая увеличила уровень наличности в Компании. Увеличение стоимости

активов на 31 декабря 2009 по сравнению с 31 декабря 2008 года, отражает наиболее значимые приобретения в 2009 году, включая: (i) в ноябре 2009 года – приобретение 50%-ной доли в активах ММГ по разведке и добыче; (ii) в августе 2009 года – приобретение 100%-ной доли в компании «Refinery Company RT», которой принадлежат все активы Павлодарского НПЗ, совместно с 58%-ной долей в АО «Павлодарский НПЗ» – организации, владеющей лицензиями на эксплуатацию Павлодарского НПЗ; (iii) в июне 2009 года – приобретение оставшейся 25%-ной доли в «Ромпетрол»; а также (iv) в апреле 2009 года – приобретение дополнительной 49,9%-ной доли в KPV, в результате чего Компания стала собственником 100%-ной доли в KPV, и фактическое бенефициарное участие Компании в КТК возросло до 20,75%.В феврале 2008 года, Компания приобрела 100%-ную долю участия в «Батуми Индастриал Холдингз Лимитед» и «Батуми Капитал Партнерз Лимитед», в собственности и эксплуатации которых находятся Батумский порт и нефтеналивной терминал. В дополнение к вышеперечисленным приобретениям, общая стоимость активов Компании выросла в 2009 году в сравнении с 2008 годом благодаря дальнейшим инвестициям Компании в Северокаспийский проект в рамках требований о вложении денежных средств в 2009 году. На данный момент 2010 года было выплачено десять платёжных требований на общую сумму в 10 млрд. долларов США

Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность

Главными факторами, повлиявшими на показатели деятельности Компании в первые шесть месяцев 2010 года по сравнению с первыми шестью месяцами 2009 года, а также во время 2009 года по сравнению с 2008 годом, которые могут повлиять на показатели деятельности в будущем, являются: (i) недавний мировой финансовый кризис и текущая экономическая ситуация; (ii) колебания цен на сырую нефть и продукты нефтепереработки; (iii) колебания объемов добычи сырой нефти, газа и производства нефтепродуктов; (iv) влияние изменений валютного курса на экспорт и операционную рентабельность; (v) приобретения; (vi) изменения в доле дохода совместных предприятий и ассоциированных организаций, признаваемых Компанией и ее дочерними организациями (vii) налогообложение, включая налог на сверхприбыль и другие платежи и (viii) тарифы на транспортировку нефти и газа.

Текущая экономическая ситуация

Экономика Казахстана экономика чувствительна к спадам на рынке и снижению темпов экономического развития в мире. Результатом продолжающегося в настоящее время глобального экономического кризиса, помимо других событий, стало снижение уровня финансирования на рынках капиталов, понижение уровней ликвидности в банковском секторе и ужесточение кредитных условий на территории Казахстана и в целом в отношении казахстанских компаний, а также наблюдавшееся до середины 2009 года ослабление спроса и снижение цен на сырую нефть и другие сырьевые материалы. Несмотря на то, что в начале 2010 года появились некоторые положительные экономические знаки, темпы роста ВВП за первые шесть месяцев 2010 года были на 8 % выше, по сравнению с таким же периодом 2009 года, неопределённость продолжается. Эта неопределенность на мировых финансовых рынках привела к ухудшению положения многих банков по всему миру, включая банки в Казахстане, и оказала давление в сторону понижения на денежные системы рынков развивающихся стран, в том числе и на тенге. Казахстан продолжает реализацию экономических реформ и развитие своей законодательной, налоговой и правовой базы. Несмотря на то, что Правительство внедрило ряд стабилизационных мер, направленных на обеспечение ликвидности и поддержание рефинансирования иностранного долга для казахстанских банков и предприятий, сохраняется неопределенность в отношении доступа Компании к капиталу и стоимости капитала. Будущая стабильность казахстанской экономики в большой мере зависит от указанных реформ и событий, от эффективности экономических, финансовых и кредитно-денежных мер, принимаемых Правительством. Глобальные экономические обстоятельства и связанные с ними события в Казахстане оказали существенное неблагоприятное воздействие на финансовое положение Компании и результаты ее производственной деятельности в 2008 году во второй половине 2009 года) и в целом в 2009 году, и это воздействие может продолжаться в последующем, несмотря на некоторое восстановление в первой половине 2010 года. См. раздел «*Результаты производственной деятельности*».

Хотя Компания не может достоверно оценить, какое влияние может оказать дальнейшее

ухудшение экономической ситуации на финансовых рынках или повышение волатильности национальной валюты, цен на сырьевые материалы и на рынках ценных бумаг в какие-либо периоды после 30 июня 2010 года, на ее финансовое положение и результаты ее деятельности на консолидированной основе, коммерческая деятельность Компании может продолжать испытывать на себе негативное воздействие в условиях общего экономического спада и снижения цен и спроса на сырую нефть и другие сырьевые материалы. Такие рыночные условия могут повлиять, помимо прочего, на производство и объемы добычи сырой нефти, природного газа и продуктов нефтепереработки, наличие денежных средств Компании в банках в Казахстане, стоимости финансирования Компании и курсов обмена тенге к доллару США и, соответственно, оказать существенное негативное влияние на коммерческую деятельность Компании, перспективы развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты производственной деятельности. Компания намерена продолжить оценку потенциального воздействия этих условий, которые в будущем могут привести к снижению ее консолидированных финансовых потоков и результатов деятельности.

Колебания цен на сырую нефть и нефтепродукты

Цены на сырую нефть и нефтепродукты на международном и казахстанском рынке оказывают значительное влияние на результаты деятельности Компании. Мировые цены на нефть характеризуются сильными колебаниями вследствие влияния общего баланса спроса и предложения на мировом рынке. См. раздел «*Количественные и качественные данные о рыночных рисках – Риски связанные с ценами на нефть, газ и нефтепродукты*». Цены на сырую нефть были особенно подвержены колебаниям на протяжении 2008 и 2009 годов, достигнув в июле 2008 года своего пика, затем резко упали в конце 2008 года и оставались на низком уровне на протяжении первой половины 2009 года, а во второй половине 2009 года началось их восстановление. Согласно данным Службы энергетической информации, средняя цена сырой нефти марки Брент в декабре 2008 года составляла 40 долларов США за баррель, что на 70% меньше средней цены в 133 доллара США за баррель в июле 2008 года. Цены на нефть в целом выросли на конец года, 31 декабря 2009 года до 74 долларов США за баррель по состоянию на декабрь 2009 года, что составляет увеличение на 85% по сравнению с ценами в декабре 2008 года. В течении 2010 года, цены на нефть варьировались в меньших пределах, около 80 долларов США за баррель, и на дату настоящего Базового проспекта, цена сырой нефти продолжает быть значительно ниже рекордно высоких цен, которые в прошлом оказали существенное положительное воздействие на деятельность Компании, перспективы ее развития, финансовое положение, денежные потоки и результаты производственной деятельности. На 30 сентября 2010 года цена на сырую нефть марки Брент составила 81,7 доллара США за баррель.

Падение цен на нефть с середины 2008 года до середины 2009 года во многом связывают с ухудшением глобальной экономической ситуации и падением спроса на сырую нефть. В своем отчете за сентябрь 2010 года Служба энергетической информации повторно объявила свои прогнозы о том, что мировое потребление нефти возрастет на 1,6 миллиона баррелей в сутки в 2010 году и на 1,4 баррелей в сутки в 2011 году.. Цены на нефть и газ являются ключевыми факторами, влияющими на результаты деятельности Компании, и их снижение оказало и может продолжать оказывать негативное влияние на результаты деятельности Компании. В целом, изменение цен на сырье продиктовано рядом причин, не зависящих от Компании, и руководство Компании не в силах предсказать повторится ли и когда может повториться недавняя высокая степень волатильности цен на нефть; соответственно, фактические цены реализации могут в значительной степени отличаться от существующих расчетных цен. См. раздел «*Колебания цен на сырую нефть, газ и нефтепродукты*».

Динамика цен на нефтепродукты на международном и казахстанском рынке определяется рядом факторов, наиболее важными среди которых являются цены на сырую нефть, соотношение спроса и предложения на нефтепродукты, конкуренция, удаленность рынков сбыта от предприятий, перерабатывающих нефть в конечные или промежуточные продукты переработки, сезонный дефицит в поставках нефтепродуктов, в частности в городских районах в связи с сезонными сельскохозяйственными работами и связанным с этим перераспределением поставок из городских в сельскохозяйственные районы. В дополнение к этому, несоответствие между высокими ценами на сырую нефть и низкими ценами на продукты нефтепереработки могут оказать негативное влияние на финансовые результаты деятельности сегмента Компании, связанного с переработкой нефти.

Совмещение продаж нефти на экспорт и на внутреннем рынке оказало, и в дальнейшем будет оказывать влияние на результаты хозяйственной деятельности Компании. Традиционно, экспортные

цены на сырую нефть были значительно выше внутренних цен, прежде всего из-за рекомендаций и требований Правительства, которое является единственным косвенным акционером, продавать добытую в стране нефть по ценам ниже рыночных. Периодически Правительство издает такие рекомендации или требования для предотвращения роста внутренних цен, особенно когда ощущается нехватка предложения из-за большого спроса, что вызывает рост внутренних цен. В соответствии с договором от 8 сентября 2006 года между Компанией и РД КМГ (далее – **Соглашение о взаимоотношениях**) РД КМГ также обязан продавать не менее 2,2 млн. тонн сырой нефти КМГ ПМ, которую КМГ ПМ перерабатывает на Атырауском НПЗ для производства нефтепродуктов для сбыта на местном казахстанском рынке. Цена на сырую нефть по договору купли-продажи устанавливается из расчета ее себестоимости, включая расходы на транспортировку, плюс маржа в размере 3%, что, в общем, ниже международных рыночных цен. См. раздел «*Производственные сегменты – »,* где описывается Соглашение о взаимоотношениях. Компания предполагает, что экспортные цены будут оставаться более высокими по сравнению с внутренними ценами, и, соответственно, будет стремиться максимизировать долю экспортных продаж. Повышение доли экспорта может положительно повлиять на результаты деятельности Компании, тогда как, соответственно, увеличение доли продаж внутри страны может негативно на них сказаться. См. раздел «*Результаты деятельности – Доходы – Объем продаж сырой нефти и нефтепродуктов».*

Несмотря на то, что продажи нефтепродуктов до приобретения компании «Ромпетрол» в 2007 году осуществлялись, в основном, на местном рынке по ценам ниже международных рыночных цен, определяемых Правительством, продажи продуктов нефтепереработки традиционно в большей степени зависели и продолжают зависеть от цен на нефтепродукты в Казахстане и в меньшей степени от соседних стран, в частности от России, а теперь Румынии и Европы. В частности, учитывая упразднение таможенной экспортной пошлины по отгрузкам в Россию (которые также не подвержены повторным введением экспортных таможенных пошлин), Компания предполагает экспортировать в Россию значительную часть своих нефтепродуктов, произведенных на Павлодарском НПЗ. С приобретением Компанией компании «Ромпетрол», которая владеет нефтеперерабатывающим заводом в Румынии, Компания начала продавать продукты нефтепереработки на европейских рынках.
В мае 2009 года РД КМГ заключил сделки с производными ценными бумагами в отношении значительной части месячных объемов добычи нефти, которые призваны защитить движение денежных средств РД КМГ в условиях низких цен на нефть. По условиям этой сделки РД КМГ получит выгоду в случае, если цена на сырую нефть сорта Брент упадет ниже 40 долларов США за баррель, но если цена на нефть сорта Брент будет находиться на отметке от 75 до 77 долларов США за баррель, то компания должна будет осуществить некоторые выплаты по контрактам. В соответствии с условиями , результате увеличения мировых цен на нефть сверх этих рамок, в 2009 году Компания выплатила незначительную сумму. На 31 декабря 2009 году эти условия потеряли силу и в течении 2010 года Компания не вступала в подобные сделки. Кроме этих сделок с производными ценными бумагами, другие инструменты хеджирования цен на сырье Компания не использует.

Изменения в добыче сырой нефти, газа и производстве нефтепродуктов

Способность Компании получать доход зависит главным образом от добычи нефти и газа и производстве нефтепродуктов.

Компания добывает сырую нефть, газ и производит нефтепродукты через свои производственные дочерние организации, которые полностью консолидированы в Компании, а также через свои совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации. Однако, в связи с тем, что Компания отчитывается по своим совместно контролируемым предприятиям и ассоциированным организациям методом учета по доле участия, Компания не получает прямую прибыль и не несет расходов на реализацию в связи с добычей сырой нефти, газа и производством нефтепродуктов, осуществляемыми ее совместно контролируемыми предприятиями и ассоциированными организациями. Поэтому, в контексте обсуждения прибыли Компании и расходов на реализацию, данные по добыче и производству предоставлены только по Компании и ее дочерним организациям (за исключением добычи и производства совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций).

Добыча сырой нефти

На объемы добытой РД КМГ нефти приходится 100% консолидированного объема добычи сырой

нефти Компании на период шести месяцев, заканчивающихся 30 июня 2010 года и на коней года, заканчивающийся 31 декабря 2008 и 2009 годов. На период шести месяцев, заканчивающихся 30 июня 2010 года, консолидированное производство нефти в Компании снизилось на 2,4 % до 4,3 миллионов тонн с 4,4 миллионов тонн на 30 июня 2009 года, в связи с потерями в производстве 27,600 тонн из-за 19-дневной забастовки в марте 2010 года на производственном объекте «УзеньМунайГаз». На конец года, закончившигося 31 декабря 2009 года консолидированный объем нефти, добываемой Компанией, снизился на 5,4% до 9,0 млн. тонн с 9,5 млн. тонн на 31 декабря 2008 году, в основном в связи с решением РД КМГ сократить расходы в целях повышения эффективности производства и в иных отношениях ограничения добычи в связи с мировым финансовым кризисом.

Производство газа

На объемы добытого РД КМГ газа приходится 100% консолидированного объема добычи газа Компании за период шести месяцев, заканчивающихся 30 июня 2010 года и на конец года, заканчивающегося 31 декабря 2008 и 2009 годов., соответственно. За период шести месяцев, заканчивающихся 30 июня 2010 года, консолидированное производство газа (включая природный и попутный газ) в Компании снизилось на 5,6 % до 0,4 млрд. $м^3$ с 0,5 млрд. $м^3$ на 30 июня 2009 года в связи с понижением пластового давления на месторождениях Компании. На конец года, закончившегося 31 декабря 2009 года уровень консолидированной добычи газа Компании (включая природный и попутный газ) снизился на 30,8% до 0,8 млрд. $м^3$ с 1,3 млрд. $м^3$ в 2008 году, в основном, в связи с решением РД КМГ сократить расходы в целях повышения эффективности производства и в иных отношениях ограничения добычи в связи с мировым финансовым кризисом.

Кроме того, за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года и на конец года, закончившегося 31 декабря 2009 года, уровень утилизации попутного газа возрос, поскольку объем газа, сжигаемого в факелах, продолжал снижаться на месторождениях РД КМГ, благодаря вводу в строй новых мощностей по утилизации газа.

Производство нефтепродуктов

По производству нефтепродуктов консолидированный объем производства Компании включает в себя объемы, производимые на Атырауском НПЗ, Павлодарском НПЗ, НПЗ Петромидиа и НПЗ «Вега». За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года консолидированное производство переработанных нефтепродуктов в Компании увеличилось на 64,3 процента до 6,9 миллионов тонн с 4,2 миллионов тонн на 30 июня 2009 года, главным образом отражая приобретение Павлодарского НПЗ в августе 2009 года и увеличение общего спроса на нефтепродукты. На конец года, закончившегося 31 декабря 2009 года консолидированный объем производства нефтепродуктов возрос на 18,9% до 10,1 млн. тонн с 8,2 млн. тонн в 2008 году, в основном, за счет приобретения Павлодарского НПЗ в августе 2009 году.

Влияние изменений обменного курса на экспорт и операционную маржу

Курс тенге к доллару США и уровень инфляции в Казахстане влияют на результаты деятельности Компании, поскольку (i) существенная доля доходов Компании от продаж сырой нефти и нефтепродуктов выражена в долларах США, тогда как значительная часть расходов Компании выражена в тенге, и (ii) большая часть заимствований и кредиторской задолженности деноминирована в долларах США. Следовательно, изменение курса тенге по отношению к доллару США может существенно влиять на консолидированные результаты деятельности Компании. 4 февраля 2009 года НБК девальвировал тенге на 18% по отношению к доллару США вследствие давления на внешний торговый баланс Казахстана из-за падения цен на сырье (в особенности на нефть и газ). Девальвация тенге также преследовала цель повышения конкурентоспособности казахстанского экспорта. На 31 декабря 2009 года официальный курс тенге к доллару США, установленный КФБ, составлял 148,36 тенге за 1 доллар США, отражая обесценение тенге к доллару США на 22,8% в сравнении с 31 декабря 2008 года. В течении 2010 года обменный курс доллара США к тенге оставался стабильным, на 30 июня 2010 года официальный обменный курс доллара США к тенге, опубликованный на КФБ составлял 147,46 тенге за 1 доллар США отражая небольшое подорожание тенге к доллару США с 31 декабря 2009 года. На 29 октября 2010 года официальный курс тенге к доллару США, установленный КФБ, составлял 147.57 тенге за 1 доллар США.

Девальвация тенге позитивно повлияла на консолидированные доходы от продаж Компании в свете уменьшения риска потенциальных убытков при изменении валютного курса (за шесть месяцев, заканчивающиеся 30 июня 2010 года, году, 63% доходов Компании были номинированы в долларах США, в то время как 31% затрат на продажи были номинированы в тенге). С другой стороны, Компания имеет значительные долговые обязательства в долларах США и девальвация тенге по отношению к долларам США привела к значительным убыткам из-за курсовой разницы, которые были признаны в консолидированном отчете о совокупном доходе Компании. Хотя определенные дочерние предприятия Компании, такие как РД КМГ, получающие значительные доходы в долларах США и имеющие относительно небольшие долговые обязательства в долларах США, получают выгоду от девальвации тенге по отношению к доллару США, вместе с тем из-за значительного количества общих заимствований, деноминированных в долларах США, девальвация тенге оказывает негативное воздействие на финансовое положение Компании и результаты ее финансово-хозяйственной деятельности.

В приведенной ниже таблице указаны усреднённые значения периода и значения на конец периода обменных курсов тенге по отношению к доллару США, по данным КФБ (после округления) за указанные годы:

Период, закончившийся	**Средний курс за период[1]**	**На конец периода**
	(тенге за 1 доллар США)	
Конец года, закончившийся 31 декабря 2008	120,29	120,79
Конец года, закончившийся 31 декабря 2009	147,50	148,36
Шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2010	147,26	147,46

Примечание:

(1) Средний курс приведен в соответствии с данными КФБ на каждый месяц соответствующего периода.

Курс обмена тенге к доллару США, установленный КФБ на 29 октября 2010года, составил 147.57 тенге за 1 доллар США.

Приобретения

В течении 2008 и 2009 годов Компания сделала ряд крупных приобретений, которые повлияли и будут влиять на результаты деятельности Компании:

Консолидированные дочерние организации

В 2008 и 2009 годах Компания сделала несколько значительных приобретений компаний, которые в настоящее время рассматривает в качестве своих консолидированных дочерних организаций. Указанные приобретения оказали и по прогнозам продолжат оказывать существенное влияние на доходы, прибыли и активы Компании.

Павлодарский НПЗ. В августе 2009 года Компания приобрела контрольный пакет, принадлежавший ММГ, в Павлодарском НПЗ по цене 181,0 млрд. тенге (1,2 млн. долларов США).. Павлодарский НПЗ – крупнейший и наиболее развитый технически НПЗ в Казахстане, имеющий проектную мощность по переработке нефти 7,5 млн. тонн в год. Компания профинансировала приобретение Павлодарского НПЗ за счет средств, полученных от операции обратной покупки с НБК, тенге в пользу Компании в обмен на облигации, выпущенные на КФБ со стороны Компании в пользу фонда «Самрук-Казына» на ту же сумму. См. раздел « – *Долговые обязательства*».

Компания первоначально зафиксировала гудвилл в размере 162,1 млрд. тенге на 31 декабря 2009 года в связи с приобретением Павлодарского НПЗ на основании предварительной покупочной цены поддающихся учёту активов, обязательств и условных обязательств по состоянию на дату приобретения. На 30 июня 2010 года, в связи с приобретением Павлодарского НПЗ было завершено распределение покупочной цены, в результате чего недвижимость, машины и оборудование были переоценены на 104.1 млрд. тенге, и соответственно, обесценение гудвилла до 88.6 млрд. тенге. . См.

раздел «*Факторы риска – факторы риска, относящиеся к деятельности Компании - Может произойти обесценение гудвилла Компании в связи с приобретениями или ежегодной переоценкой обесценения*».

В связи с приобретением Компанией Павлодарского НПЗ, Компания также рассматривает вопрос о приобретении сети розничных автозаправочных станций «Гелиос» (далее – «Гелиос»). Переговоры между Компанией и нынешними акционерами «Гелиоса» продолжаются. До завершения потенциального приобретения Компания согласилась производить переработку сырой нефти для удовлетворения всех потребностей «Гелиоса» на Павлодарском НПЗ в рамках толингового соглашения по фиксированным ценам сроком до двух лет.

«Ромпетрол». 28 ноября 2007 года КМГ ПМ приобрел 75% выпущенных и находящихся в обращении акций компании «Ромпетрол» у г-на Патрисиу Дину, гражданина Румынии, который в то время занимал должность председателя и главного исполнительного директора этой компании, и г-на Стивенсона Филиппа, гражданина США, за общую сумму в 199 млрд. тенге. В июне 2009 года Компания осуществила права по Опциону «Ромпетрол» и приобрела оставшуюся часть выпущенного и находящегося в обращении акционерного капитала компании «Ромпетрол» по цене 100 млн. долларов США, и на дату настоящего Базового проспекта Компании принадлежит 100% участия в компании «Ромпетрол». Компания «Ромпетрол» – это мультинациональная нефтяная компания с головным офисом в Амстердаме (Нидерланды), осуществляющая свою деятельность в 13 странах. Основной деятельностью компании «Ромпетрол» является переработка нефти на нефтеперерабатывающем заводе Петромидиа, а также компания осуществляет реализацию нефтепродуктов на территории Румынии, Франции и в Черноморском регионе. В 2009 году доходы компании «Ромпетрол» составили 4,7 млрд. долларов США, а чистые убытки 161,8 млн. долларов США.

На 31 декабря 2009 года компании «Ромпетрол» принадлежало 76,39% акций в «Rompetrol Rafinare». В феврале 2010 года КМГ ПМ направил обязательное тендерное предложение о приобретении акций «Rompetrol Rafinare», которые ему не принадлежали. В результате указанного тендерного предложения компания «Ромпетрол» приобрела дополнительно 21,61% акций «Rompetrol Rafinare», таким образом на 30 июня 2010 года компании «Ромпетрол» принадлежали 98,00% акций «Rompetrol Rafinare».

В 2003 году дочернее предприятие «Rompetrol Rafinare, выпустило Конвертируемое обязательство «Ромпетрол». Конвертируемое обязательство «Ромпетрол» предусматривает, что конвертируемый долг может быть погашен путем оплаты денежных средств, акциями завода «Rompetrol Rafinare» или в комбинации денежных средств и акций.В августе 2010 года, «Rompetrol Rafinare» использовал часть, 54 млн. евро ,средств от выпуска акций для выплаты части выплат по облигациям . На дату погашения по обязательствам конвертируемых облигаций «Ромпетрол» 30 сентября 2010 года, оставшаяся сумма задолженности была конвертирована в акции в «Rompetrol Rafinare». В результате, процентная доля держания Компании в «Rompetrol Rafinare» снизилась до 54%, остальные 44,7% принадлежали правительству Румынии и 1,3% публичным акционерам.

См. *«Факторы риска – Факторы риска, касающиеся деятельности Компании – Компания может потерять свое влияние над Петромидиа НПЗ либо должна будет заплатить значительную сумму наличными в связи с действиями румынского правительства, направленными против «Rompetrol Rafinare» касательно Конвертируемого обязательства «Ромпетрол», либо в связи с удовлетворением требований правительства Румынии.»*

Неконсолидированные совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации

В 2008 и 2009 годах Компания приобрела доли участия в нескольких значительных совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях, которые учитываются в консолидированной финансовой отчетности Компании методом учета по доле участия. За шесть месяцев 2010 года, подобных значительных сделок не проводилось. При методе учета по доле участия Компания признает свою долю чистой прибыли или убытков в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях отдельной статьей в консолидированном отчете Компании о совокупном доходе. Соответственно, указанные приобретения оказали и, как ожидается, будут продолжать оказывать существенное влияние только на прибыль Компании.

ММГ. 25 ноября 2009 года Компания, следуя указаниям Правительства, приобрела 50%-ную долю

в активах по разведке, принадлежащих ММГ – пятому в Казахстане предприятию по объему добычи нефти. Остальная 50%-ная доля была приобретена CNPC E&D – китайской государственной нефтегазовой компанией. Акции ММГ были приобретены через MIBV – совместное предприятие, принадлежащее Компании и CNPC E&D в равных долях. Сделка заключалась в приобретении нефтегазовых месторождений Каламкас и Жетыбай, а также других активов по разведке и добыче, в том числе лицензий на разведку и добычу свыше 15 других нефтегазовых месторождений в Казахстане и Каспийском регионе. Приобретение принадлежащих ММГ активов разведки и добычи финансировалось за счет средств, полученных по кредитному договору на сумму 3,0 млрд. долларов США, заключенному MIBV с Экспортно-импортным банком Китая 15 апреля 2009 года (далее – **Кредит ММГ**). Кредит ММГ предусматривает безоборотное финансирование под обеспечение в виде залога акций ММГ и акций MIBV. Сделка была утверждена, среди прочих, Европейской комиссией и местными антимонопольными органами.

В июле 2010 года, Компания и РД КМГ достигли соглашения, по которому Компания передала свои 50% доли в MIBV (СП, через которое Компания владеет 50 % в ММГ), за 330 млн. долларов США, включая задолженности MIBV в размере 1,330 млн. долларов США, при условии получения отказа Правительства от права первого выкупа согласно Статье 12 и 36 Закона о недропользовании. Передача планируется завершиться до конца 2010 года.

Приобретение доли BP в KPV. В апреле 2009 года Компания приобрела у BP долю в размере 49,9% в KPV за 250 млн. долларов США, в результате чего Компания в настоящее время владеет 100% долей в KPV, при этом фактическое бенефициарное участие в КТК возросло с 19% до 20,75%. Только акционеры КТК имеют права на перекачивающие мощности Трубопровода КТК, состоящее из преимущественных прав на перекачивающие мощности в определенных объемах и прав на использование перекачивающих мощностей трубопровода, не задействованных другими акционерами. Преимущественные права и права на излишние перекачивающие мощности по Трубопроводу КТК распределяются на основании соглашения акционеров КТК, а не привязаны к пропорциональному соотношению долей участия в совместном предприятии. Преимущественные права на перекачивающие мощности, принадлежащие Компании, позволяют ей транспортировать 5,76 млн. тонн нефти в год.

Изменения доли дохода от совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций

Компании принадлежат значительные доли, как прямо, так и через ее дочерние организации, в ряде совместно контролируемых предприятий, среди которых крупнейшими являются ТШО, «КазРозГаз», ПКИ, Казгермунай и «Valsera Holdings B.V.», в косвенной собственности которого находится Шымкентский НПЗ через принадлежащую ему долю 99,43% в ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс». Согласно МСБУ 31, который применяется именно к долям в совместных предприятиях, участникам совместно контролируемых предприятий дается право выбора между двумя методами бухгалтерского учета своих долей в совместно контролируемых предприятиях в своей консолидированной финансовой отчетности – «метод пропорциональной консолидации» и «метод учета по доле участия». До 31 декабря 2008 года доли участия Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях учитывались методом пропорциональной консолидации, согласно которому пропорциональная доля в активах, обязательствах, доходах и расходах совместно контролируемого предприятия признается построчно с аналогичными статьями финансовой отчетности Компании. С 2009 года доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях учитываются методом учета по доле участия. В соответствии с методом учета по доле участия, консолидированный отчет о совокупном доходе Компании просто учитывает ее долю в чистой прибыли или убытках совместно контролируемого предприятия единой статьей. Несмотря на то, что применение пересмотренного метода учета существенно сокращать показатели дохода, валовой прибыли и расходов Компании, это не оказывает существенного влияния на чистую прибыль Компании. Это также существенно снизит активы и обязательства Компании, не оказывая существенного воздействия на стоимость чистых активов. Поскольку переход Компании на метод учета по доле участия в совместно контролируемых предприятиях также позволит сократить общую сумму обязательств Компании, в том числе заимствований, отражаемых в консолидированной финансовой отчетности, предполагается, что этот метод способен дать Компании больше гибкости в плане поддержания финансовых показателей и других финансовых обязательств в рамках ее различных финансовых соглашений.

Учет долей участия в совместно контролируемых активах продолжает осуществляться по методу пропорциональной консолидации, поскольку он является единственным методом, разрешенным МСФО для совместно контролируемых активов. Существенная доля участия Компании в совместно контролируемых активах представлена ее долей участия в Северокаспийском проекте (месторождение «Кашаган»).

Ассоциированные организации являются предприятиями, которые находятся под существенным прямым или косвенным влиянием Компании, но не контролируются ею, и в которых Компания, как правило, владеет от 20% до 50% голосующих акций. Отчетность по инвестициям в ассоциированные организации, также как и в случае инвестиций в совместно контролируемые предприятия, составляется на основе метода учета по доле участия. Доли участия Компании и ее дочерних организаций в ассоциированных организациях ограничиваются их долями в чистой прибыли или убытке ассоциированных организаций и указываются отдельными строками в консолидированном отчете о совокупном доходе Компании в Промежуточной финансовой отчетности за 2010 год и в Финансовой отчетности за 2009 год.

В соответствии с требованиями МСФО Компания пересмотрела и изложила в новой редакции финансовую информацию по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2008 года, включенную в Финансовую отчетность за 2009 год и другие разделы настоящего Базового проспекта, используя метод учета по доле участия для учета совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций (вместо метода пропорциональной консолидации).

За каждые шесть месяцев, заканчивающихся 30 июня 2010 и 2009 года, Компания получила значительную часть своей консолидированной прибыли от ТШО и других совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций, в том числе доход после уплаты налогов, относимый на долю Компании в размере 20% в совместно контролируемых предприятиях в ТШО в размере 90.7 млрд. тенге и 39.0 млрд. тенге соответственно, и общий доход после уплаты налогов, относимый на все совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации Компании в размере 146,7 млрд. тенге и 59,7 млрд. тенге, соответственно. На 31 декабря 2008 и 2009 годах Компания получила значительную часть своей консолидированной прибыли от ТШО и других совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций, в том числе доход после уплаты налогов, относимый на долю Компании в размере 20% в совместно контролируемых предприятиях в ТШО в размере 145,3 млрд. тенге и 111,0 млрд. соответственно, и общий доход после уплаты налогов, относимый на все совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации Компании в размере 239,8 млрд. тенге и 171,7 млрд. тенге, соответственно. Таким образом, на прибыльность Компании существенно влияют результаты деятельности таких совместно контролируемых предприятий, над которым она не имеет полного контроля.

Налогообложение

С 1 января 2009 года в Казахстане вступил в силу новый налоговый кодекс (далее – **Налоговый кодекс 2009 года**), в соответствии с которым, наряду с другими изменениями, была уменьшена ставка корпоративного подоходного налога, внесены изменения в порядок исчисления налога на сверхприбыль, был введен новый налог на добычу полезных ископаемых вместо ранее применимого режима роялти, фактически была заменена пошлина на экспорт нефти и введен новый рентный налог. Более того, Налоговым кодексом 2009 года отменена налоговая стабилизация для подавляющего большинства Контрактов на недропользование в Казахстане (за исключением существующих соглашений о разделе продукции и контрактов, утвержденных Президентом). Предполагается, что согласно Налоговому кодексу 2009 года налоговое бремя предприятий нефтегазового сектора, в том числе Компании, возрастет, в частности вследствие введения нового налога на добычу полезных ископаемых, в особенности по мере повышения цен на нефть. В 2010 году Правительство заново ввело экспортные пошлины на нефть в размере 20 долларов США за тонну. Декрет вступил в силу 16 августа 2010 года. Правительство отметило, что эта ставка может увеличиться, возможно, значительно, в кратко- или среднесрочной перспективе.

Корпоративный подоходный налог

Согласно Налоговому кодексу 2009 года предусмотренная законом ставка корпоративного подоходного налога была снижена до 20% в 2009 году с 30% в 2008 году. Налоговым кодексом 2009

года первоначально было предусмотрено поэтапное снижение ставки корпоративного подоходного налога до 17,5% в 2010 году и до 15% с 2011 года и далее, и соответственно, расчеты Компании по отложенным налогам и подоходному налогу по состоянию на 31 декабря 2008 года и за 2008 год отражали ожидаемые налоговые изменения. Однако, в 2009 году Парламент принял дальнейшие поправки в Налоговый кодекс 2009 года, вступившие в действие с 1 января 2009 года, согласно которым ставка предусмотренного законом корпоративного подоходного налога остается на уровне 20% в период с 2009 по 2012 год, включительно; снижение ставки до 17,5% вступит в силу в 2013 году, а до 15% – с 2014 года и далее. Вследствие внесения указанных поправок в Налоговый кодекс 2009 года, Компания была вынуждена пересчитать свои расходы по отложенным налогам и расходы по подоходному налогу по состоянию на 31 декабря 2009 года и за 2009 год для отражения данных ставок.

До введения в действие нового Налогового кодекса 2009 года с 1 января 2009 года, установленная законодательством ставка корпоративного подоходного налога в Казахстане, где в основном осуществляется деятельность Компании, составляла 30%. Кроме того, как более подробно описано ниже, в соответствии с лицензией и контрактами на добычу Компания обязана производить уплату налога на сверхприбыль, если ее внутренняя норма прибыли, рассчитанная на основе налогового учета, превышает 20% в отношении добычи и продаж сырой нефти. Разница между установленной законом и действующей ставкой налога для Компании в 2009 году возникла главным образом из-за применения налога на сверхприбыль и, в меньшей степени, ряда расходов, которые в соответствии с казахстанским законодательством не относятся на вычеты при расчете корпоративного подоходного налога. Разница между установленной законом и действующей ставкой налога для Компании в 2009 году возникла главным образом из-за применения налога на сверхприбыль и, в меньшей степени, ряда расходов, которые в соответствии с казахстанским законодательством не относятся на вычеты при расчете корпоративного подоходного налога. Не подлежащие вычету расходы относятся к неосновным видам деятельности, как определено в соответствующих Контрактах на недропользование и налоговом законодательстве.

Отложенный налог у источника выплаты

В соответствии с применимым налоговым законодательством, дивиденды, получаемые от казахстанских налогоплательщиков, подлежат освобождению от уплаты налога, удерживаемого у источника выплаты. С 2007 года по 2009 год Компания получала дивиденды от ТШО за вычетом налога у источника выплаты, хотя ТШО является казахстанским налогоплательщиком, поскольку не ясно, применяется ли освобождение от уплаты налога у источника выплаты в рамках режима налоговой стабилизации, применимого к ТШО. Компанией подан иск об отмене налога у источника по дивидендам ТШО, но по состоянию на 31 декабря 2009 года Компания не достигла успеха и, соответственно, Компания приняла решение признать отложенный налог у источника выплаты по нераспределенным дивидендам ТШО, т.к. считает, что в последующие годы Компания вероятно будет продолжать получать дивиденды от ТШО за вычетом налога у источника выплаты. На момент выпуска настоящего Базового проспекта ситуация не изменилась и Компания продолжает признавать отложенный налог у источника выплаты по нераспределенным дивидендам ТШО.

Налог на сверхприбыль

До 1 января 2009 года налог на сверхприбыль рассчитывался применительно к Компании на основе внутренней нормы прибыли в финансовом году. Налог на сверхприбыль по прогрессирующей ставке начислялся на любые суммы свыше 20% внутренней нормы прибыли по месторождениям по каждому Контракту на недропользование.

В таблице ниже указаны ставки налога на сверхприбыль, применявшиеся к большинству Контрактов на недропользование Компании до 1 января 2009 года.

% превышения внутренней нормы прибыли за финансовый год	**Ставка налога на сверхприбыль**
Суммы от 20% до 22%	4%

Суммы от 22% до 24%	8%
Суммы от 24% до 26%	12%
Суммы от 26% до 28%	18%
Суммы от 28% до 30%	24%
Суммы, превышающие 30%	30%

В соответствии с Налоговым кодексом 2009 года были внесены изменения в порядок исчисления налога на сверхприбыль. Если раньше базу для начисления налога на сверхприбыль составляла внутренняя норма прибыли по каждому месторождению, то налоговой базой для исчисления нового налога на сверхприбыль является отношение доходов к вычитаемым расходам, определяемым по каждому месторождению в соответствии с правилами бухгалтерского учета в Республике Казахстан, и колеблется от 0 до 60%, исходя из соотношения доходов к вычетам по каждому месторождению. Руководство Компании полагает, что новый налог на сверхприбыль будет менее обременительным в отношении месторождений с низким коэффициентом соотношения доходов и расходов, но более высоким для месторождений с высоким коэффициентом соотношения доходов и расходов.

Экспортная пошлина/Рентный налог

В мае 2008 года, ввиду рекордных цен на нефть, Правительство ввело новую пошлину на экспорт сырой нефти в размере 109,91 долларов США за тонну. Это соответственно увеличило экспортные пошлины до 203,8 долларов США за тонну в третьем квартале 2008 года. Данная экспортная пошлина значительно увеличила общую налоговую нагрузку на Компанию в 2008 году. В то время как новые пошлины не применяются к производителям нефти, работающим по существующим соглашениям о разделе продукции, или производителям, чьими Контрактами на недропользование предусмотрен пункт о стабилизации, таким как ТШО и КСКП, все месторождения Компании, кроме месторождений ТШО и КСКП, облагались новой экспортной пошлиной в 2008 году. В 2008 году Компания выплатила в бюджет 72 млрд. тенге в качестве оплаты экспортных пошлин. Вместе с тем, экспортные пошлины рассматриваются в качестве вычитаемых затрат и не включаются в совокупный налогооблагаемый доход, что смягчило в некоторой степени воздействие на финансовое положение Компании. Экспортная пошлина была фактически отменена в январе 2009 года.

Налоговым кодексом 2009 года был пересмотрен рентный налог на экспорт сырой нефти и газового конденсата, который фактически заменил предыдущие экспортные пошлины. В соответствии с прежним налоговым кодексом, рентный налог применялся при ценах на нефть, начиная с 19 долларов США за баррель в размере 1% и до максимальной ставки 33%, которая применялась при ценах на нефть, превышающих 40 долларов США за баррель. В соответствии с Налоговым кодексом 2009 года, рентный налог на экспорт в размере 7% применяется в случае, если цена на нефть превышает 40 долларов США за баррель и до максимальной ставки 32%, которая применяется в случае, когда цена на нефть превышает 180 долларов США за баррель. Относительное воздействие этого изменения на режим уплаты рентного налога в основном зависит от состояния цен на нефть.

13 июля 2010 года, Правительство заново ввело экспортные пошлины на нефть в размере 20 долларов США за тонну. Декрет вступил в силу 16 августа 2010 года. Правительство отметило, что эта ставка может увеличиться, возможно значительно, в кратко- или среднесрочной перспективе. Хотя Компания считает, что повторное введение экспортной пошлины в 20 долларов за тонну не будет иметь значительного эффекта на результаты деятельности за год, заканчивающийся 31 декабря 2010 года, нет гарантий, что повторное введение экспортной пошлины на нефть не будет иметь значительный эффект в последующих годах, в частности, если ставка возрастёт.

Налог на добычу полезных ископаемых/ Роялти

Руководство Компании полагает, что новый налог на добычу полезных ископаемых, который фактически заменяет собой роялти, (кроме ТШО, который продолжает выплачивать роялти государству) приведет к увеличению общей налоговой нагрузки на добывающие компании. Раньше ставка роялти составляла от 2 до 6% средневзвешенной цены на нефть, добытой на соответствующем месторождении, за минусом транспортных и других определенных расходов; новый налог на добычу полезных ископаемых согласно Налоговому кодексу 2009 года с поправками основан на мировой цене на нефть, умноженной на объем нефти и газа, добытого на определенном месторождении, без каких-либо вычетов, по следующим ставкам: от 5 до 18% в 2009, 2010, 2011 и 2012 годах, от 6 до 19% в 2013

году и от 7 до 20% в 2014 году. При продаже сырой нефти и газового конденсата на нефтеперерабатывающие предприятия в Казахстане, вышеупомянутые ставки налога на добычу полезных ископаемых умножаются на коэффициент 0,5. Правительство имеет право уменьшать ставку налога на добычу полезных ископаемых при рассмотрении каждого проекта по отдельности в случае, если добыча нефти на месторождении сопряжена с трудными условиями разработки месторождения. Компания в настоящее время ведет переговоры с Правительством в отношении применения более благоприятных ставок налогообложения для нефти, добываемой на месторождениях на поздних стадиях разработки.

Кроме того, Налоговый кодекс 2009 года устанавливает, что налог на прирост капитала, возникающий в результате продажи доли участия в юридическом лице, подлежит оплате только в том случае, если 50 или более процентов имущества такого лица связаны с недропользованием в Республике Казахстан. Равным образом, нерезиденты сейчас освобождены от налога у источника на дивиденды, получаемые от казахстанских предприятий, за исключением тех случаев, когда (i) они владеют долей участия в таком предприятии три или менее года, или (ii) 50% или более процентов стоимости уставного капитала составляет имущество лиц, являющихся недропользователями в Казахстане.

Тарифы на услуги по транспортировке нефти и газа

Доходы Компании от транспортировки нефти и газа поступают по тарифам, оплачиваемым ее заказчиками.

Доходы от транспортировки нефти в основном поступают от КТО по долгосрочным контрактам на транспортировку сырой нефти по эксплуатируемой КТО системе нефтепроводов. КТО считается естественной монополией, взимаемые им тарифы устанавливаются Антимонопольным агентством с возможностью повышения тарифов только один раз в год. Тариф в основном покрывает расходы на финансирование, эксплуатацию и техническое обслуживание трубопровода с добавлением отдельной прибыльной составляющей. В 2008 и 2009 годах тариф на транспортировку нефти внутри страны составлял 1 303 тенге за тонну за один км. В 2008 и 2009 годах тариф на экспортную транспортировку нефти составлял 3 015 тенге за тонну на тысячу км и с 1 января 2010 года был увеличен до 3 331 тенге за тонну на тысячу км. , тарифы на внутреннюю перевозку не изменялись. См. раздел *«Деятельность – Тарифы на услуги по транспортировке сырой нефти и минимальные объемы».*

Доходы от транспортировки газа в основном поступают от ИЦА по долгосрочным контрактам на транспортировку природного газа через эксплуатируемую ИЦА систему газопроводов. Согласно Закону о естественных монополиях и Договору концессии, тарифы ИЦА на транспортировку природного газа внутри страны подлежат регулированию Антимонопольным агентством. В соответствии с Договором концессии Казахстан согласился с правом ИЦА свободно изменять, определять и согласовывать тарифы на международную транспортировку со своими контрагентами по международной транспортировке без регулирования Антимонопольным агентством. Таким образом, большинство тарифов на международную транспортировку газа определяется в договорах и, следовательно, могут быть изменены в порядке, предусмотренном применимым договором. Договорные тарифы зависят от величины расходов плюс средняя рентабельность активов. За шесть месяцев 2010 года, и в2009 и 2008 годах тариф на транспортировку природного газа внутри страны составлял 171 тенге за 1 000 куб. м природного газа, транспортируемого на расстояние более 100км для коммунальных предприятий, поставляющих газ частным потребителям и компаниям, поставляющим тепло, и 420 тенге за 1000 куб. м на расстояние свыше 100 км всем другим лицам. На 31 декабря 2009 и 2008 годов тарифы на международную транспортировку газа составляли 1,79 долларов США и 1,40 долларов США, соответственно, за 1 000 куб. м природного газа свыше 100 км трубопровода для транзита природного газа из России, Туркменистана, Узбекистана и Казахстана. На 30 июня 2010 года тарифы на международную транспортировку газа не изменялись. См. раздел *«Деятельность – Тарифы на транспортировку газа».*

Результаты деятельности

Доход

За шесть месяцев, заканчивая 30 июня 2010 года, общий доход составил 1,015.5 млрд. тенге, что по сравнению с доходом за шесть месяцев, заканчивая 30 июня 2009 года выросли на 297.9 млрд. тенге или 41.5%. Увеличение обусловлено, главным образом, увеличением реализации нефтепродуктов и, в меньшей степени, ростом средней цены на нефть на 0.4%, и немного уравновешено снижением объёмов добычи нефти на 2.4%.

За год, закончившийся 31 декабря 2009 года общий доход составил 1 589,5 млрд. тенге, что по сравнению с 1 885,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008 года. составляет сокращение на 296,1 млрд. тенге или 15,7%. Сокращение обусловлено, главным образом, уменьшением на 34,8% реализации сырой нефти и, в меньшей степени, увеличением на 5,6% объема продаж нефтепродуктов.

В таблице ниже приводятся данные по доходам Компании за указанные периоды:

	За шесть месяцев на 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря		% разница между годами на 30 июня	% разница между годами на 31 декабря
	2010 (неаудир)	2009 (неаудир)	2009	2008	2009 и 2010 гг.	2008 и 2009 гг.
	(млрд. тенге)					
Продажи нефтепродуктов	**716.3**	**426.0**	1,045.2	1,107.1	**68.1%**	(5.6)%
Продажи сырой нефти	**209.0**	**215.1**	429.1	658.1	**(2.9)%**	(34.8)%
Плата за транспортировку	**121.1**	**117.1**	250.0	197.1	**3.4%**	26.8%
Продажи продуктов переработки газа	**49.5**	**34.9**	64.0	61.7	**41.8%**	3.7%
Прочие доходы	**42.7**	**48.0**	74.4	81.2	**(11.1)%**	**(8.4)%**
За вычетом: налога с продаж и коммерческих скидок	**(123.1)**	**(123.4)**	(273.2)	(219.6)	**(0.2)%**	24.4%
Всего	**1,015.5**	**717.6**	1,589.5	1,885.6	**41.5%**	(15.7)%

Продажи сырой нефти и нефтепродуктов

На 30 июня 2010 года общий доход Компании от продажи нефти и нефтепродуктов сократился до 209,0 млрд. тенге в результате соответствующего снижения в объёмах продаж сырой нефти, по сравнению с 215.1 млрд. тенге за шесть месяцев 2009 года. Снижение было связано с соответствующим снижением объёмов продаж за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 и 2010 годов.

На 31 декабря 2009 года общий доход Компании от продажи нефти и нефтепродуктов сократился до 429,1 млрд. тенге по сравнению с 658,1 млрд. тенге в 2008 году. Сокращение было вызвано уменьшением средней цены за тонну сырой нефти на 31%, а также сокращением объема добычи на 9,5% на протяжении рассматриваемого периода.

В таблице ниже представлена информация о доходах Компании и объемах продаж нефти за указанные годы:

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня		За года, закончившиеся 31 декабря	
	2010 (неаудир)	2009 (неаудир)	2009	2008
Продажа нефтепродуктов (млрд. тенге)	**716.3**	**426.0**	**1,045.2**	**1,107.1**
Объём продаж нефтепродуктов (тыс. тонн)	**6,559**	**3,625**	**7,723**	**7,017**
Средняя цена за тонну нефтепродуктов (тенге))	**109,209**	**117,508**	**135,339**	**157,774**

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2010 года, общий доход Компании от продажи нефтепродуктов вырос на 68,1% до 716,3 млрд. тенге, в сравнении с 426 млрд. тенге на 30 июня 2009 года. Увеличение главным образом связано с ростом объёмов продаж на 80,1 % за этот период, что в свою очередь, связано с приобретением Павлодарского НПЗ и ростом спроса на нефтепродукты. Эти факторы были немного откорректированы снижением средней цены за тонну нефтепродуктов на 7,1%.

За год, закончившийся 31 декабря2009 года общий доход Компании от продажи нефтепродуктов снизился на 5,6% до 1,045.2 млрд. тенге по сравнению с 1, 107.1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г. Главным образом, снижение обусловлено снижением средней цены за тонну нефтепродуктов на 14,2% за указанный период.

В таблице ниже приведены данные Компании по доходам от продаж и объёмам продаж сырой нефти в указанные годы:

	За шесть месяцев закончившихся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря	
	2010 (неаудир)	2009 (неаудир)	2009	2008
Прибыль от продажи нефти (млрд. тенге)[1]	**209.0**	**215.1**	429.1	658.1
Объёмы продаж нефти (тыс.тонн)[2]	**4,309**	**4,454**	8,977	9,486
Средняя цена за тонну нефти (тенге)[3]	**48,506.5**	**48,289.3**	47,780	69,376

Примечания:

(1) После исключения взаиморасчетов внутри группы по продажам сырой нефти в пользу КМГ ПМ.

(2) Включает объемы продаж только по Компании и ее консолидированным дочерним организациям после исключения взаиморасчетов внутри группы в пользу КМГ ПМ.

(4) Средняя цена за тонну сырой нефти рассчитывается делением общих доходов от продаж сырой нефти (после исключения взаиморасчетов внутри группы по продажам сырой нефти в пользу КМГ ПМ) на общие объемы продаж сырой нефти (после исключения внутрикорпоративных объемов продаж в пользу КМГ ПМ).

В таблице ниже приведены данные об экспортных продажах РД КМГ по Агентскому соглашению и продажах РД КМГ на внутреннем рынке в пользу КМГ ПМ для дальнейшей переработки на Атырауском НПЗ за указанные годы:

	За шесть месяцев Закончившихся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря	
	2010 (неаудир)	2009 (неаудир)	2009	2008
Экспортные продажи сырой нефти (тыс. тонн)	**3,458**	**3,580**	6,946	7,001
Средняя цена за тонну по экспортным продажам сырой нефти (тенге)	**78,838**	**51,125**	62,743	74,470
Продажи сырой нефти в пользу КМГ ПМ (тыс. тонн)	**851**	**874**	1,959	2,071
Средняя цена за тонну по продажам сырой нефти в пользу КМГ ПМ (тенге)	**21,848**	**18,051**	18,818	17,827

На момент выпуска настоящего Базового проспекта Компания не располагает полной информацией об экспорте нефти другими дочерними организациями, совместно контролируемыми предприятиями и ассоциированными организациями Компании, за исключением РД КМГ. Общий объем экспорта нефти, осуществляемого РД КМГ через КМГ ПМ согласно Агентскому соглашению, уменьшился до 3,458 миллионов тонн за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года по сравнению с 3,580 миллионов тонн за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года. Общий объём экспорта сырой нефти РД КМГ через КМГ ПМ согласно Агентскому соглашению, снизился до 6,946 млн. тонн за год, закончившийся 31 декабря 2009г по сравнению с 7 001 млн. тонн за год, закончившийся 31 декабря 2008г.

Общий объем продаж сырой нефти РД КМГ на внутреннем рынке через КМГ ПМ по Соглашению о взаимоотношениях составил 851 миллион тонн за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года по сравнению с 874 миллионов тонн за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009г. Общий объём продаж сырой нефти РД КМГ на внутреннем рынке через КМГ ПМ по Соглашению о взаимодействии составил 2,0 млн. тонн за год, закончившийся 31 декабря 2009г. и в 2009 году и 2,1 млн. тонн за год, закончившийся 31 декабря 2008г. В обоих случаях понижение было прежде всего вызвано снижением уровня добычи на месторождениях РД КМГ и повышением объемов сырой нефти, используемых для поддержания добычи на этих месторождениях. Несмотря на снижение объемов добычи, в 2008 и в 2009 годах, объемы внутренних продаж РД КМГ превышали минимальный требуемый по Соглашению о взаимоотношениях объем в 1,9 млн. тонн в год на Атырауский НПЗ и компания снова ожидает превышение этой квоты по продажам в 2010 году.

В таблице ниже представлена информация об объемах продаж нефтепродуктов «Ромпетрол»:

	За шесть месяцев закончившихся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря	
	2010 (неаудир)	2009 (неаудир)	2009	2008
Продажа нефтепродуктов (млрд.тенге)	**455,731**	**380,817**	861,861	955,758
Объём продаж нефтепродуктов (тыс. тонн)	**2,188**	**2,144**	4,342	4,142
Средняя цена за тонну нефтепродуктов (тенге)	**208,287**	**177,620**	198,494	230,748

За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2010 года, продажи нефтепродуктов выросли на 16,4% и составили 455,7 млрд. тенге по сравнению с 380,8 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2009 года. Это увеличение, главным образом, связано с более высокими ценами на нефтепродукты, проданные «Ромпетрол» на Европейском рынке за период шести месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, по сравнению с периодом в шесть месяцев, закончившимся 30 июня 2009 года.

За год, закончившийся 31 декабря 2009 года, продажи нефтепродуктов снизились на 9.8% и составили 861,9 млрд.тенге по сравнению с 955,8 млрд.тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008 года. Это снижение, главным образом, отразило более низкие цены на нефтепродукты, проданные «Ромпетрол» на Европейском рынке во время 2009 года в сравнении с 2008 годом по причине продолжающихся последствий мирового финансового кризиса.

Плата за транспортировку

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, доходы от транспортировки составили 121,1 млрд. тенге по сравнению с 117,1 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года, продемонстрировав увеличение на 4.0 млрд. тенге или на 3.4%.. Это увеличение главным образом связано с ростом тарифов на транспортировку нефти.

За год, закончившийся 31 декабря 2009г., доходы от транспортировки достигли 250,0 млрд. тенге по сравнению с 197,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г., при этом рост составил 52,9 млрд. тенге или 26,8%. Такое увеличение связано, главным образом, с увеличением цен на транспортировку газа.

В доход Компании от транспортировки входят платежи по договорам «качай или плати», заключенным между Компанией и некоторыми из ее заказчиков, которые не осуществили транспортировку всех согласованных объемов, хотя при этом Компания и не несет никаких операционных расходов.

Плата за транспортировку газа

Компания через ИЦА получает доход от транспортировки природного газа по тарифам, оплачиваемым заказчиками. См. разделы «*Основные факторы, оказывающие влияние на результаты деятельности – Тарифы на услуги по транспортировке нефти и газа*» и «*Деятельность – Тарифы на транспортировку газа*».

В таблице ниже приведены данные о доходах ИЦА от транспортировки за указанные периоды:

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря	
	2010 (неаудир)	2009 (неаудир)	2009	2008
		(млрд. тенге)		
Услуги по транспортировке:				
Центрально-азиатский газ (транзит)	**51.3**	**56.5**	106.9	81.9
Российский газ (транзит)	**8.3**	**5.2**	13.7	9.8
Казахстанский газ (за пределы страны)	**6.1**	**4.2**	9.9	7.0
Казахстанский газ (в пределах страны)	**1.5**	**1.4**	2.6	2.8
Кыргызстанский газ (транзит)	**0.1**	**0.2**	0.3	0.7
Общие доходы от транспортных услуг (1)	**67.3**	**67.4**	**133.4**	**102.2**

Примечание:

(1) Без учета исключения корпоративных взаиморасчетов.

За шесть месяцев, заканчивая 30 июня 2010 года, поступления от транспортировки газа снизились на 0,1% по сравнению с шестью месяцами, заканчивая 30 июня 2009 года. Указанное снижение, главным образом, было вызвано снижением объёмов транзитного центрально-азиатского газа по трубопроводу Бухара – Урал системы Актобе. Тем не менее, данное снижение было уравновешено увеличением транспортировки российского газа по трубопроводу Союз-Оренбург-Новопсков Уральской системы.

Поступления от транспортировки газа за год, закончившийся 31 декабря 2009г. возросли на 30,5% в сравнении с 2008 годом. Указанное увеличение поступлений от транспортировки газа за год, заканчивая 31 декабря 2009г. в сравнении с 2008 годом, главным образом, было вызвано увеличением международных тарифов с 1,40 доллара США до 1,70 доллара США за 1 000 куб. м природного газа на расстояние свыше 100 километров трубопровода в 2009 году, а также девальвацией тенге к доллару США, произошедшей в 2009 году.

Плата за транспортировку нефти

Компания получает прибыль от транспортировки нефти через КТО по тарифам, оплачиваемым заказчиками. См. разделы *«Основные факторы, влияющие на результаты деятельности – Тарифы на услуги по транспортировке нефти и газа» и «Деятельность – Тарифы на услуги по*

транспортировке сырой нефти и минимальные объемы».

В таблице ниже приведены данные о доходах КТО от транспортировки нефти за указанные периоды:

	За шесть месяцев закончившихся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря	
	2010 (неаудир.)	2009 (неаудир.)	2009	2008
	(млрд. тенге)			
Трубопроводы КТО:				
***Западная ветвь*:**				
Трубопровод УАС...	26.6	28.4	56.2	52.3
Другие трубопроводы Западной ветви осуществляют транспортировку в:				
Атырауский НПЗ	1.7	1.3	2.9	2.3
Морской порт Актау	4.0	4.8	5.0	6.3
Трубопровод КТК	2.5	2.3	3.5	3.6
***Восточная ветвь осуществляет транспортировку в*:**				
Трубопровод Атасу-Алашанькоу	12.2	6.4	15.3	12.1
Шымкентский НПЗ	3.5	2.3	5.2	5.9
Павлодарский НПЗ	0.8	0.5	1.2	1.2
Прочие платежи [1]	2.0	1.2	8.4	8.3
Общий доход от транспортировки сырой нефти [2]	53.3	47.2	**97.7**	**92.0**

Примечания:

(1) Включает платежи по предоставлению погрузочно-разгрузочных услуг на железнодорожных станциях и в морских портах.

(2) Без учета исключения корпоративных взаиморасчетов.

Тарифы на транспортировку сырой нефти (увеличились на 13 % в период, за шесть месяцев закончившихся 30 июня 2010 года по сравнению с тем же периодом 2009 года, что главным образом отражает поднятие с 1 января 2010 года тарифов КТО на транспортировку нефти, одобренного Антимонопольным Агенством, с 3015 тенге за тонну за 1000 километров до 3331 тенге за тонну за километр от 1 января 2010г.. Так как КТО является естественной монополией и тарифы, взимаемые ею за транспортировку нефти по трубопроводу, устанавливаются Антимонопольным агентством с возможностью увеличения только раз в год.

Поступления от транспортировки сырой нефти в 2009 году в сравнении с 2008 годом увеличились на 6,2%. Соответственно, поскольку тарифы на транспортировку нефти оставались стабильными в период между 2008 и 2009 годами, увеличение поступлений от транспортировки нефти в 2009 году в сравнении с 2008 годом было главным образом обусловлено повышением объемов перевозки на 6,3% за период.

Продажи продуктов переработки газа

Продукты переработки газа включают в себя природный газ, который продается компанией КТГ и сжиженный природный газ, продаваемый КМГ ПМ. В период за шесть месяцев, заканчивая 30 июня 2010 года, объем продаж газа составил 49,5 млрд. тенге по сравнению с 34,9 млрд. тенге за тот же период 2009 года, увеличение на 14.6 млрд. тенге или 41.8%. Указанный рост объема продаж за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 г., по сравнению с шестью месяцами, закончившимися 30 июня 2009г., главным образом, был вызван ростом средних цен на газ между этими периодами.. за год, закончившийся 31 декабря 2009г. объем продаж газа составил 64,0 млрд. тенге в сравнении с 61,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г.,

увеличившись на 2,3 млрд. тенге или 3,7%. –

Прочие доходы

Компания получает прочие доходы от тепло- и электроснабжения, продажи непрофильной продукции, такой как сухой газ, сжиженный газ и сера, сдачи в субаренду недвижимого имущества и нематериальных активов, технической поддержки и услуг по ремонту, дохода от договоров с производными ценными бумагами в отношении цены на нефть, заключенных дочерним предприятием КМГ ПМ (истекших на данное время), продаж имущества Компании, а также за счет полученных в 2008 году роялти в натуральной форме.

С 2006 и до 2009 года КМГ ПМ действовала в качестве агента Правительства РК, производя сбор роялти в натуральной форме от ТШО, АО «Тургай Петролеум», «Казгермунай», АО ПККР и других третьих лиц и получения комиссионного вознаграждения от продаж сырой нефти от имени Правительства РК. Комиссионное вознаграждение Компании определено как разница между ценой продажи нефти, полученной в результате такой договоренности и ценой такой нефти, определяемой по условиям соответствующего соглашения о разделе продукции, заключенного с МЭМР. Комиссионное вознаграждение учитывается как «Прочие доходы» в момент осуществления продаж сырой нефти. В течение 2008 года истек срок действия ряда соглашений КМГ ПМ с различными добывающими компаниями, что в результате привело к уменьшению объема роялти. 1 января 2009 года Правительство отменило режим роялти для всех добывающих компаний (за исключением ТШО, которое продолжает выплачивать роялти государству).

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года прочие доходы составили сумму в размере 42,7 млрд. тенге в сравнении с 48,0 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года, снижение на 5,3 млрд. тенге или 11.0%. Такое уменьшение произошло, главным образом, за счет продажи во второй половине 2009 года «Almaty Power Consolidated» в пользу «Самрук-Энерго», что было уравновешено ростом продаж внепрофильных продуктов.

За год, закончившийся 31 декабря 2009г., прочие доходы составили сумму в размере 74,4 млрд. тенге в сравнении с 81,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г., уменьшившись на 6,8 млрд. тенге или 8,4%. Такое уменьшение произошло, главным образом, за счет общего снижения объемов продаж тепловой и электроэнергии (что отображает сокращение потребления, а также, в меньшей степени, продажу Компанией в 2009 году «Almaty Power Consolidated» в пользу «Самрук-Энерго»), продажи непрофильной продукции, такой как сухой газ, СПГ и сера, аренды (субаренды) недвижимого имущества и нематериальных активов, технической поддержки и услуг по ремонту.

Себестоимость реализованной продукции

В таблице ниже приведены данные о себестоимости реализованной продукции Компании за указанные периоды:

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря		% разница между периодами, закончившимися 30 июня	% разница между годами, закончившимися 31 декабря
	2010 (неаудир.)	2009 (неаудир.)	2009	2008	2009 и 2010	2008 и 2009
	(млрд. тенге)					
Сырье и материалы	**470.5**	**302.7**	697.9	900.3	**55,4%**	(22.5)%
Фонд заработной платы	**54.4**	**49.3**	97.0	80.3	**10,3%**	20.8%
Износ, истощение и амортизация	**47.6**	**41.4**	81.4	76.7	**14,9%**	6.1%
Налог на добычу полезных ископаемых	**34.1**	**23.8**	55.1	–	**43,2%**	–
Ремонт и техническое обслуживание	**16.5**	**15.1**	34.1	35.0	**9,3%**	(2.6)%
Электроэнергия	–	–	15.4	13.5	–	14.1%
Прочие налоги	–	–	5.6	6.9	–	(18.8)%
Роялти	–	–	–	28.4	–	(100)%
Прочее	**43.8**	**33.7**	60.6	58.2	**30,2%**	4.1%
Всего	**666.9**	**466.0**	**1,047.1**	**1,199.3**	**43,1%**	**(12.7)%**

В период, за шесть месяцев, закончившийся 30 июня 2010 года, себестоимость реализованной продукции составила 666,9 млрд. тенге в сравнении с 466,0 млрд. тенге за шесть месяцев закончившиеся 30 июня 2009 года, увеличившись на 200,9 млрд. тенге или 43,1%. Такое увеличение произошло, главным образом, за счет более высоких цен закупки нефти у третьих лиц, в основном для снабжения Павлодарского НПЗ российской нефтью, для которой НПЗ был спроектирован, а также за счёт увеличения налога на добычу полезных ископаемых из-за роста средней цены на нефть.

За год, закончившийся 31 декабря 2009г., себестоимость реализованной продукции составила 1 047,1 млрд. тенге в сравнении с 1 199,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г., сократившись на 152,2 млрд. тенге или 12,7%. Такое сокращение произошло, главным образом, за счет уменьшения объемов реализации сырой нефти РД КМГ, а также транспортировки газа КТГ (в том числе в результате того, что некоторые заказчики КТГ не осуществили транспортировку всех согласованных объемов согласно условиям «отгрузи или плати», содержащимся в заключенных с ними договорах на транспортировку газа), а также вследствие реализации программы сокращения расходов, недавно запущенной Компанией в ответ на глобальный финансовый кризис.
Расходы на сырье и материалы, главным образом, состоят из расходов на материалы, топливо и энергоносители, использованные для обеспечения деятельности Компании, а также других расходов, включающих закупки нефти от третьих лиц. Увеличение расходов на материалы до 470.5 млрд. тенге с 302.7 млрд. тенге, за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года ,в сравнении с затратами за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года, увеличение произошло главным образом вследствие консолидации Павлодарского НПЗ, вследствие после его приобретения в августе 2009 года, а также вследствие ростом средней цены на нефть. Сокращение расходов на сырье и материалы за год, закончившийся 31 декабря 2009г , по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2008г.произошло, в основном, вследствие общего снижения цен на сырье (включая цен на сырую нефть, т.к. КМГ ПМ приобретает некоторые объемы сырой нефти у третьих лиц для поставки на нефтеперерабатывающие заводы), а также вследствие реализации программы сокращения расходов Компании. В 2009 году в сравнении с 2008 годом, произошло увеличение расходов Компании на амортизацию, истощение и износ.. Увеличение расходов Компании по истощению, износу и амортизации за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года в сравнении с тем же периодом 2009 года, а также за полный 2009 год в сравнении с полным 2008 годом, произошло, в основном, вследствие приобретения и консолидации Павлодарского НПЗ.

Увеличение расходов на заработную плату, за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010г., по сравнению с шестью месяцами, закончившимися 31 декабря 2009г., отобразило ежегодную адаптацию к инфляции и увеличению числа сотрудников (в основном, это результат приобретения Павлодарского НПЗ), а также, в меньшей степени, новый план компенсации, предложенный РД КМГ 1 июня 2010г. впоследствии забастовки на производстве «Озенмунайгаз» в марте 2010г.

Увеличение суммы, выплаченной сотрудникам, в 2009г. по сравнению с 2008г., в основном, было результатом приобретения Павлодарского НПЗ, а также роста зарплат на «Ромпетрол», которые выплачиваются в евро и, соответственно, являются более дорогостоящими для Компании в переводе на тенге после девальвации тенге в феврале 2009г.

Исключение затрат на оплату роялти в 2009 году было обусловлено отменой со стороны государства режима роялти для всех добывающих предприятий (кроме ТШО, который продолжает выплачивать роялти государству) с 1 января 2009 года. Однако, согласно Налоговому кодексу 2009 года, режим роялти был фактически заменен налогом на добычу полезных ископаемых, увеличивающим налоговое бремя, в особенности по мере роста цен на нефть. См. раздел « – *Налогообложение»*. Затраты Компании на оплату налога на добычу полезных ископаемых за год , закончившийся 31 декабря 2009г., составили 55,1 млрд. тенге, в сравнении с нулевым показателем за год, закончившийся 31 декабря 2008г., в то время как затраты Компании на выплату роялти составляли ноль за год, закончившийся 31 декабря 2009г., в сравнении с 28,4 млрд. тенге за год , закончившийся 31 декабря 2008г. Налог на добычу полезных ископаемых, удачно заменивший режим роялти, привел к увеличению общей налоговой нагрузки за год, закончившийся 31 декабря 2009г. по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2008г, и возможно, приведет к увеличению налогов в будущем в связи с разницей в ставках и методике расчета двух данных налогов. См. раздел *«Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность – Налогообложение» – Налог на добычу полезных ископаемых».*

Валовая прибыль

С учетом вышеизложенного, за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, валовая прибыль Компании увеличилась на 97 млрд. тенге или 38,5%, с 251.6 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009г. до 348,6 млрд. тенге. Валовая прибыль Компании сократилась на 143,7 млрд. тенге или на 20,9%, до суммы в 542,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2009г. с 686,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г..

Общие и административные расходы

В таблице ниже приведены данные об общих и административных расходах за указанные периоды:

	За год, закончившийся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря		% разница между периодами 30 июня	% разница между годами на 31 декабря
	2010 (неаудир)	2009 (неаудир.)	2009	2008	2009 и 2010	2008 и 2009
	(млрд. тенге)					
Расходы фонда заработной платы (административный персонал)	**22.0**	**17.3**	43.4	47.0	**27.2%**	(7.7)%
Консультационные услуги	**2.6**	**2.7**	19.5	9.7	**(3.7)%**	**101.0%**
Износ и амортизация	**7.2**	**8.6**	13.5	13.3	**(16.3)%**	1.5%
Налоги	**3.8**	**4.2**	11.0	6.3	**(9.5)%**	**74.6%**
Пожертвования на благотворительность	**5.0**	**3.0**	6.6	5.0	**66.7%**	**32.0%**
Резерв на сомнительные долги	**1.5**	**2.4**	2.5	14.2	**(37.5)%**	**(82.4)%**
Прочие (1)	**25.3**	**17.8**	23.6	50.3	**42.1%**	**(53.1)%**
Всего	**67.4**	**56.0**	120.1	145.8	**20.4%**	**(17.6)%**

Примечание:

(1) Прочие общие и административные расходы включают расходы на командировки, связь, представительские офисы, аренду, службу безопасности, расходы на банковские услуги и штрафы.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, общие и административные расходы составили 67.4 млрд. тенге в сравнении с 56.0 млрд.тенге за шесть месяцев закончившиеся 20 июня 2009г., увеличившись на 11.4 млрд. тенге или 20.5%. Такое увеличение связано, главным образом, с ростом расходов на заработную плату КТГ, с реструктуризацией ИЦА и КМГ ПМ и консолидацией Павлодарского НПЗ.

Увеличение расходов на заработную плату до 22.0 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года с 17.3 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009г., главным образом отражали ежегодные поправки к инфляции и увеличение количества служащих. Снижение расходов по истощению, износу, амортизации и налогам за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, по сравнению с шестью месяцами, закончившимися 30 июня 2009 года, связаны с уменьшением количества внеоборотных и нематериальных активов Компании. Снижение расходов на сомнительные займы за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, по сравнению с шестью месяцами, закончившимися 30 июня 2009 года, отражает улучшение выплат Компании, так как ослабление мирового финансового кризиса улучшило положение заёмщиков Компании. Рост прочих затрат, за шесть месяцев, закончившихся 30 июня2010 года, в сравнении с шестью месяцами закончившимися 30 июня 2009 года, связано невыполнением обязательств по без процентному займу, выданному КТГ Тбилиси, над которым Компания потеряла контроль в 2009 году.

За год, закончившийся 31 декабря 2009г., общие и административные расходы составили 120,1 млрд. тенге в сравнении с 145,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г., сократившись на 25,7 млрд. тенге или 17.6%. Такое сокращение произошло, главным образом, вследствие реализации программы сокращения расходов, недавно запущенной Компанией в ответ на глобальный финансовый кризис.

Сокращение расходов на оплату труда за год, закончившийся 31 декабря 2009г., по сравнению с годом, закончившимся 31 декабря 2008г., было, главным образом, обусловлено реализацией программы сокращения расходов Компании, а также сокращением численности персонала. Увеличение затрат на консультационные услуги до 19,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2009г. с 9,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г. в основном, отразило дополнительные платежи профессиональным консультантам в связи с осуществленным Компанией слиянием и приобретением, а также финансовой деятельностью и представлением интересов Компании в ходе судебных и арбитражных разбирательств в 2009 году. Повышение износа и амортизации, а также налогов в 2009 году по сравнению с 2008 годом главным образом произошло за счет приобретения и консолидации Павлодарского НПЗ. Резерв на сомнительные долги в 2009 году сократился в сравнении с 2008 годом в основном из-за продажи «Almaty Power Consolidated» в пользу «Самрук-Энерго» и вывода из консолидированного учета «КТГ-Тбилиси». Сокращение остальных расходов, в т.ч. произведенных в 2009 году расходов на командировки, связь, представительские офисы, аренду, службу безопасности, расходы на банковские услуги и штрафы, в сравнении с 2008 годом, произошло в основном вследствие реализации программы сокращения расходов Компании, а также из-за сторнирования некоторых начислений, связанных с налогами и сырьевыми материалами.

Транспортные и торговые расходы

В таблице ниже приведены транспортные и торговые расходы Компании за указанные периоды:

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря		% разница между периодами, закончившимися 30 июня	% разница между годами на 31 декабря
	2010 (неаудир.)	2009 (неаудир.)	2009	2008	2009 и 2010	2008 и 2009
	(млрд. тенге)					
Транспортировка	**47.8**	**35.1**	**66.5**	47.7	**36.2%**	39.4%
Рентный налог	**46.7**	**18.8**	**58.7**	–	**148.4%**	–
Затраты на оплату труда	**7.9**	**5.0**	**13.8**	11.3	**58.0%**	22.1%
Износ и амортизация	**6.5**	**4.2**	**10.6**	8.4	**54.8%**	26.2%
Таможенная пошлина	**–**	**1.3**	**–**	68.8	**(1000)%**	(100.0%)
Прочие	**9.5**	**7.7**	**19.5**	17.6	**23.4%**	10.8%
Всего	**118.4**	**72.1**	**169.1**	**153.8**	**64.2%**	**9.9%**

Транспортные расходы включают в себя расходы, связанные с транспортировкой сырой нефти через трубопроводную систему КТК и российскую систему Транснефти в Самаре, и расходы, касающиеся обеспечения нефтью и энергией для физического перемещения нефти и газа через систему трубопроводов КТО и КТГ, а также портовые сборы, сборы банка качества и комиссионные выплаты за продажу. Прочие расходы состоят из платы за коммунальные услуги, рекламных и маркетинговых расходов, дорожных расходов и выплат в пользу третьих лиц за услуги, связанные с продажами.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, транспортные и торговые расходы составили 118,4 млрд. тенге по сравнению с 72,1 млрд. тенге за тот же период 2009 года (рост – 46,3

млрд. тенге или 64.2%). Такой рост, главным образом, обусловлен 16% ростом рентного налога, что в свою очередь было спровоцировано 50% увеличением средней цены на нефть.

За год, закончившийся 31 декабря 2009г. транспортные и торговые расходы составили 169,1 млрд. тенге по сравнению с 153,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г. (рост – 15,3 млрд. тенге или 9,9%). Такой рост, главным образом, обусловлен девальвацией тенге к доллару США, проведенной в феврале 2009 года, т.к. большая часть транспортных и торговых расходов оплачивается в долларах США.

Согласно Налоговому кодексу 2009 года таможенные пошлины на экспорт сырой нефти, которые были введены Правительством РК в 2008 году, не взимаются с плательщиков рентного налога, введенного Налоговым кодексом 2009 года. В результате Компания выплатила рентный налог в сумме 46,7 млрд. тенге и таможенные пошлины в нулевом объеме за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, в сравнении с выплатой рентного налога в размере 18,8 млрд. тенге и таможенной пошлины в размере 1,3 млрд. тенге за шесть месяцев закончившихся 30 июня 2009 года. Компания выплатила рентный налог в сумме 58,7 млрд. тенге и таможенные пошлины в нулевом объеме за год, закончившийся 31 декабря 2009г., в связи с нематериальными средствами таможенная пошлина в размере 1.3 млрд. тенге, записанная за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009г., была переведена в «другую», чтобы улучшить процесс ее предоставления в сравнении с выплатой рентного налога в нулевом объеме и таможенных пошлин в размере 68,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г.

Обесценение гудвилла

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, обесценение гудвилла не было замечено, так как Компания тестирует гудвилл на ежегодной основе, за исключением тех случаев, когда события или ситуация указывают на обесценение гудвилла, за период до 30 июня 2010 года, таких ситуаций не возникало. Обесценение гудвилла за год, закончившийся 31 декабря 2009г.составило 1,3 млрд. тенге в сравнении с 23,6 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г.. Обесценение гудвилла в 2009 и 2008 годах связано в основном с понижением стоимости гудвилла, связанного с приобретением Батумского порта и нефтеналивного терминала, при этом в 2008 году обесценение также отразило приобретение компании «Ромпетрол».

За год, закончившийся 31 декабря 2009г., Компания отразила дополнительный гудвилл в размере 162,1 млрд. тенге в связи с приобретением Павлодарского НПЗ на основании предварительной справедливой стоимости поддающихся учёту активов, обязательств и условных обязательств по состоянию на дату приобретения. На 30 июня 2010 года, окончательная объективная стоимость гудвилла была определена, с учётом приобретения Павлодарского НПЗ и пересчётом объективной стоимости недвижимости, машин и оборудования до 104,1 млрд. тенге, и соответствующим снижением гудвилла до 88,6 млрд. тенге. Компания также может отметить обесценение гудвилла в связи с приобретениями или ежегодной переоценкой обесценения или в связи с последующими приобретениями.

Доход от финансирования

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, доход от финансирования составил 41,1 млрд. тенге в сравнении с 44,3 млрд.тенге за тот же период 2009 года, снижение на 3,2 млрд. тенге или 7,2%. Это снижение связано в основном с более низкими балансами банковских депозитов.

За год, закончившийся 31 декабря 2009г., доход от финансирования составил 84,9 млрд. тенге по сравнению с 101,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г. (сокращение на 16,2 млрд. тенге или 19,1%). Сокращение обусловлено, главным образом, положительной переоценкой обязательств Компании в отношении Опциона «Ромпетрол» в 2008 году (что стало отражением потенциально более низкой стоимости реализации прав по Опциону «Ромпетрол» для Компании в свете убытков «Ромпетрол» в 2008 году), которая была признана доходом от финансирования в 2008 году. Вместе с тем исключение данного обязательства в 2009 году после осуществления прав по Опциону «Ромпетрол» не привела к возникновению дохода от

финансирования в 2009 году.

Прибыль от продажи собственности, зданий и оборудования

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, Компания зарегистрировала чистый убыток от продажи собственности, зданий и оборудования в сумме 2.6млрд. тенге в сравнении с чистым доходом в размере 22.6 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009г.. Этот убыток за шесть месяцев в закончившихся 30 июня 2010г. , в основном, относится к диспозиции собственности, в ходе обычной деятельности, зданий и оборудования, в то время как доход за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009г.2009 года связан с продажей 49% доли Проектного Блока Н за 15 млрд. тенге и 27% процентной доли участия в Проекте Жамбул за 9.3 млрд. тенге. *См. «Деятельность-Разведка и Добыча-Разведывательные Проекты- Крупнейшие Разведывательные Проекты Компании».*

За год, закончившийся 31 декабря 2009 года, Компания зарегистрировала чистую прибыль от продажи собственности, зданий и оборудования в сумме 18.1 млрд. тенге в сравнении с убытком в размере 0.7 млрд. тенге за тот же период 2008 года. Эта прибыль за год, закончившийся 31 декабря 2009г., связана с продажей доли Проектного Блока Н в Проекте Жамбул, что было уравновешено убытками, связанными с продажей собственности в ходе обычной деятельности, зданий и оборудования.. *См. «Деятельность-Разведка и Добыча-Разведывательные Проекты - Крупнейшие Разведывательные Проекты Компании».*

Прибыль от продажи дочерних организаций

За год, закончившийся 31 декабря 2009г., Компания признала чистый доход от продажи дочерних предприятий в сумме 5,8 млрд. тенге в сравнении с чистым доходом в размере 2,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г..Эта прибыль за 2009 год в основном относилась к потере Компанией контроля над «КТГ-Тбилиси». В соответствии с решением суда г. Кутаиси от 16 марта 2009 года КТГ утратил контроль над своей дочерней организацией – «КТГ Тбилиси» в результате передачи «КТГ Тбилиси» в специальное ведение Национальной комиссии по регулированию энергетики и водных ресурсов Грузии. В результате, КТГ утратил право определять финансовую и операционную деятельность «КТГ Тбилиси» и, следовательно, контроль над дочерней организацией и права на экономические выгоды, связанные с контролем. Соответственно, консолидация «КТГ Тбилиси» была прекращена с 16 марта 2009 года, т.е. с даты утраты контроля. Поскольку на тот момент «КТГ Тбилиси» имела отрицательный размер собственного капитала, выбытие из консолидации привело к прибыли, отраженной в консолидированном отчете Компании о совокупном доходе в Финансовой отчетности за 2009 год.

Расходы на финансирование

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, Компания зарегистрировала расходы на финансирование в размере 84,9 млрд. тенге по сравнению со 63,4 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года, увеличившись на 21.5 млрд. тенге или на 33.99%.. Эта прибыль в основном относилась к увеличению займов, в основном из-за выпуска Облигации по Программе.

За год, закончившийся 31 декабря 2009г., расходы Компании на финансирование составили 140,8 млрд. тенге по сравнению со 108,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г. (рост на 32,4 млрд. тенге или 29,9%). Главным образом, рост вызван более высокими уровнями заимствований в 2009 году в сравнении с 2008 годом. На 31 декабря 2009 года общая сумма заимствованных средств Компании составила 1 837,7 млрд. тенге в сравнении с 1 150,0 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2008 года. См. раздел *«Ликвидность и собственный капитал – Долговые обязательства».*

Доля прибыли в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях

Компания и ее дочерние организации владеют долями в совместно контролируемых предприятиях, представляющих собой предприятия, в отношении которых контроль над экономической деятельностью установлен согласно договорным соглашениям, а также долями в ассоциированных организациях, представляющих собой предприятия, на которые Компания или соответствующая дочерняя организация имеет значительное влияние. Инвестиции в совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации учитываются по методу учета по доле участия. См. раздел «*Представление некоторой информации о дочерних организациях, совместных предприятиях и ассоциированных организациях*» «*Основные факторы, влияющие на результаты деятельности – Изменения доли дохода от совместно контролируемых и ассоциированных организаций*» и Примечание 3 к Финансовой отчетности за 2009 год.

Значительную часть операционной прибыли Компании составляет доход от ее совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, доля прибыли в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях составила 146,7 млрд. тенге по сравнению с 59,6 млрд. тенге за шесть месяцев закончившихся 30 июня 2009 года, увеличение на 87.1 млрд. тенге или 146.1%.

За год, закончившийся 31 декабря 2009г., доля прибыли в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях составила 171,7 млрд. тенге по сравнению с 239,8 млрд. тенге в 2008 году, что представляет собой сокращение на 68 млрд. тенге или на 28,4%.

В таблице ниже приводятся данные о прибыли (убытках) совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организаций Компании за соответствующие периоды:

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря		% разница между периодами, закончившимися 30 июня	% разница между годами на 31 декабря
	2010 (неаудир.)	**2009 (неаудир.)**	**2009**	**2008**	**2009 и 2010**	**2008 и 2009**
	(млрд. тенге)					
Совместно контролируемые и ассоциированные организации:						
ТШО	**90.7**	**39.0**	111.0	145.3	**132.6%**	(23.6)%
КазРосГаз	**24.1**	**22.8**	44.5	21.0	**5.7%**	111.9%
MIBV	**15.4**	**–**	**3.0**	**4.0**	**-**	**(25)%**
Казахойл-Актобе	**3.4**	**(0.5)**	2.5	2.3	**780.0%**	8.7%
Прочие[1]	**0.3**	**(3.2)**	3.0	4.0	**109.4%**	(25)%
РД КМГ:						
ПКИ	**0.8**	**5.1**	9.2	22.5	**(84.3)%**	(59.1)%
Кагермунай	**12.0**	**(3.6)**	1.6	44.6	**433.3%**	(96.4)%
Всего	**146.7**	**59.6**	171.8	239.7	**146.1%**	(28.3)%

Примечания:

(1) За год, закончившийся 31 декабря 2009г. прибыль от MIBV была включена в раздел «Другие расходы», т.к. Компания получила доход от своего совместно контролируемого предприятия только за один месяц того года (декабрь 2009) после его приобретения Компанией.

(2) Включает (среди прочих) компанию «Valsera Holdings B.V.», которой косвенно принадлежит Шымкентский НПЗ через ее долю в размере 99,43% в ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс», ММГ (за один месяц 2009 года (декабрь 2009 года) после приобретения), (за шесть месяцев 2010 года) «МунайТас» и «Казахтуркмунай».

ТШО и «КазРосГаз» являются основными совместно контролируемыми предприятиями Компании, в то время как «Казгермунай» является наиболее значимым из совместно

контролируемых предприятий РД КМГ, а ПКИ является значительной ассоциированной организацией РД КМГ. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, доля дохода от совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций выросла на 146,1% до 146,7 млрд. тенге с 59,6 млрд. тенге за шесть месяцев Закончившихся 30 июня 2009 года. Увеличение произошло за счёт роли приобретения ММГ, увеличение производства ТШО, и общее улучшение деятельности Казгермунай, частично уравновешено снижением доли дохода от ПКИ. Сокращение доли дохода от совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций, наблюдавшееся в 2009 году в сравнении с 2008 годом, произошло в основном из-за уменьшения доли дохода от ТШО, ПКИ и «Казгермунай», частично перекрытого увеличением доли дохода от «КазРосГаз».

Увеличение доли дохода Компании от ТШО на 132.6% за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, по сравнению с тем же периодом 2009 года, произошло за счёт увеличения производства нефти ТШО на 23.0% и ростом средней цены на нефть. Увеличение доли дохода Компании от «КазРосГаз» на 5.7% за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, по сравнению с тем же периодом 2009 года, произошло за счёт увеличения объёмов продаж газа. Увеличение доли дохода Компании от Казахоил Актобе на 780.0% за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, по сравнению с тем же периодом 2009 года, произошло за счёт роста средней цены на нефть. Уменьшение доли дохода Компании от ПКИ на 84.3% за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, по сравнению с тем же периодом 2009 года, произошло за счёт падения производства нефти. Увеличение доли дохода Компании от «Казгермунай» до 12 млрд. тенге с убытка в 3.6 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, по сравнению с тем же периодом 2009 года, произошло за счёт выплат штрафов за сжигание газа в 2009 году за прошедшие периоды, в то время как в 2010 году подобных штрафов не было, а также благодаря улучшению деятельности, в общем, из-за роста цен на сырую нефть.

Уменьшение доли дохода Компании от ТШО, «Казгермунай» и ПКИ на 23,6%, 96,4% и 59,1%, соответственно, за год, закончившийся 31 декабря 2009г. в сравнении с годом, закончившимся 31 декабря 2008г. произошло в первую очередь вследствие более низкой средней цены на сырую нефть в течение данного периода. Кроме того, сокращение доли Компании в доходе от «Казгермунай» обусловлено увеличением фактической ставки налогообложения «Казгермунай» вследствие применения Налогового кодекса 2009 года и начисленных штрафов за превышение нормативов сжигания газа в факелах в прошедшие периоды. Увеличение доли дохода Компании от «КазРосГаз» отразилось к тому же на увеличении на 20,0% экспортной цены на газ и повышении объема продаж «КазРосГаз» на 5,0%.

Расходы по подоходному налогу

В расходы по подоходному налогу входит оплата подоходного налога и налога на сверхприбыль, который, в свою очередь включает отложенный налог и налог на доход у источника выплаты. Все перечисленные виды налогов привели к снижению эффективной ставки налогообложения Компании до 26.8% за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, по сравнению с 39.3% за шесть месяцев закончившихся 30 июня 2009 года, отражая снижение подоходного налога и налога на сверх прибыль. Эффективная ставка налогообложения Компании выросла до 48.7% за год, закончившийся 31 декабря 2009г., в сравнении с 34,3% за год, закончившийся 31 декабря 2008г. В частности, данное увеличение эффективной ставки налогообложения в большой степени обусловлено решением Компании признать отложенный налог у источника по нераспределенным дивидендам ТШО, а также, в меньшей степени, общее влияние Налогового кодекса 2009 года, имевшего целью увеличить налоговую нагрузку на недропользователей, подобных Компании. См. раздел *«Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность – Налогообложение».*

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, Компания зарегистрировала расходы на подоходный налог на сумму 69,4 млрд. тенге в сравнении с 66.7 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года (увеличение на 2.7 млрд. тенге или 4.0%). Такое увеличение

стало в основном результатом 897.5% увеличения отложенного налога на дивиденды.

За год, закончившийся 31 декабря 2009г., Компания признала расходы по подоходному налогу на сумму 179,3 млрд. тенге в сравнении с 200,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г. (снижение на 21,0 млрд. тенге или 10,5%). Такое снижение стало в основном результатом меньшего объема прибыли Компании до налогообложения в 2009 году в сравнении с 2008 годом.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, ставка Компании зарегистрировала расходы на налог на сверх прибыль сумму 259.0 млрд. тенге со ставкой в 4.1%. За шесть месяцев, закончившихся 20 июня 2009 года, ставка Компании зарегистрировала расходы на налог на сверх прибыль сумму 169.5 млрд. тенге со ставкой в 9.7%. См. раздел – *«Основные факторы, влияющие на результаты деятельности – Налогообложение» и Примечание 26 к Промежуточной Финансовой отчетности за 2010 год».*

Эффективная налоговая ставка Компании в 2009 и 2008 годах году составила 48,7% и 34,3%, соответственно. За год, закончившийся 31 декабря 2009г., ставка налога на сверхприбыль Компании до уплаты подоходного налога в размере 367,8 млрд. тенге составила 8,4%. За год, закончившийся 31 декабря 2008г., ставка налога на сверхприбыль Компании до уплаты подоходного налога в размере 583,8 млрд. тенге составила 9,8%. См. раздел – *«Основные факторы, влияющие на результаты деятельности – Налогообложение» и Примечание 31 к Финансовой отчетности за 2009 год».*

Прибыль за год

В результате вышеперечисленного, прибыль Компании за указанный период увеличилась на 86.7 млрд. тенге или 84.3%, т.е. со 102.9 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009г, до 189.6 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2010г. Также прибыль Компании сократилась на 200,5 млрд. тенге или 51,3%, до 190,6 млрд. тенге в 2009 году с 391,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2009г. с 391.1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г..

Прибыль Компании за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2009г. и шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2008гг. составила 18.7% и 14.3% соответственно от доходов Компании за указанные периоды, в то время как прибыль Компании за 2009г. и 2008г. составила 12% и 20,7%, соответственно, от доходов Компании за эти годы.

Производственные сегменты

Обзор

Для целей финансовой отчетности деятельность Компании можно разделить на четыре операционных сегмента. Основными операционными сегментами Компании являются: разведка и добыча нефти и газа, транспортировка нефти и газа и переработка, маркетинг и продажа сырой нефти и нефтепродуктов. Остальная деятельность Компании была сгруппирована и представлена в операционном сегменте «Прочие» по причине ее относительной незначительности. Операционные сегменты Компании включают в себя следующую деятельность:

- ***Разведка и добыча нефти и газа***. Компания занимается деятельностью по разведке и добыче нефти и газа на участках на территории Казахстана. Результаты этой деятельности учитываются в составе производственного сегмента «Разведка и добыча нефти и газа».
- ***Транспортировка нефти и газа***. В управлении Компании находятся основные системы нефте- и газопроводов Казахстана. Результаты этой деятельности учитываются в составе производственного сегмента «Транспортировка нефти и газа».
- ***Переработка, маркетинг и продажа сырой нефти и нефтепродуктов***. Компания активно занимается продажей как сырой нефти, которую она

добывает, так и нефтепродуктов, включая бензин, топливо для реактивных двигателей, дизельное топливо и мазут. Компания также владеет и управляет растущей сетью автозаправочных станций в Казахстане и Румынии. Кроме того, с 2006 по 2009 годы Компания выступала в качестве представителя Правительства, получая роялти в натуральной форме от нефтедобывающих компаний, действующих на территории Казахстана, и получая оплату за продажу сырой нефти. Для получения более подробной информации о договоренностях по оплате роялти в натуральной форме, см. раздел *«Результаты деятельности – Доходы – Прочие доходы»*. Результаты этой деятельности указаны в составе производственного сегмента «Переработка, маркетинг и продажа сырой нефти и нефтепродуктов».

- ***Прочие.*** Сегмент «Прочие» включает обслуживающие дочерние организации Компании, оказывающие услуги по тепло- и электроснабжению, авиаперевозкам, охране и другим вспомогательным услугам, связанным с добычей нефти и газа.

В таблице ниже представлены доход, валовая прибыль и чистая прибыль операционных сегментов Компании за указанные периоды,

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня					
Сегмент	2010 (неаудир.)	2009 (неаудир.)	2010 (неаудир.)	2009 (неаудир.)	2010 (неаудир.)	2009 (неаудир.)
	Общие доходы		Валовая прибыль за период		Прибыль за период	
			(млрд. тенге)			
Разведка и добыча нефти и газа	**300.0**	**209.1**	**199.0**	**127.3**	**130.8**	**173.2**
Транспортировка нефти и газа	**194.0**	**181.3**	**90.3**	**80.3**	**52.7**	**19.3**
Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов...	**828.5**	**476.2**	**70.4**	**45.2**	**(36.9)**	**(79.7)**
Прочие	**11.7**	**9.3**	**3.5**	**2.6**	**80.1**	**27.1**
Исключение взаиморасчетов	**(318.8)**	**(158.3)**	**(14.7)**	**(3.7)**	**(37.1)**	**(37.0)**
Всего	**1,015.4**	**717.6**	**348.5**	**251.7**	**189.6**	**102.9**

	За год, закончившийся 31 декабря					
Сегмент	2009	2008	2009	2008	2009	2008
	Общие доходы		Валовая прибыль за период		Прибыль за период	
			(млрд. тенге)			
Разведка и добыча нефти и газа	**490.1**	**640.0**	**314.6**	**472.3**	**191.8**	**232.9**
Транспортировка нефти и газа	**342.9**	**293.2**	**148.5**	**105.8**	**63.5**	**47.1**
Переработка и продажа сыройнефти и нефтепродуктов	**1,161.0**	**1,477.9**	**105.5**	**134.8**	**(90.1)**	**(18.8)**
Прочие	**25.9**	**26.7**	**9.4**	**16.0**	**80.2**	**155.8**
Исключение взаиморасчетов	**(430.3)**	**(552.2)**	**(35.5)**	**(42.6)**	**(54.9)**	**(25.9)**
Всего	**1,589.6**	**1,885.6**	**542.5**	**686.3**	**190.5**	**391.1**

Сегмент «разведка и добыча нефти и газа»

Сегмент «разведка и добыча нефти и газа» Компании является вторым сегментом Компании с точки зрения дохода до исключения взаиморасчетов, хотя он и является самым прибыльным сегментом Компании. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 и 2009 годов, 0.6% и 32.7% дохода сегмента были получены от внешних клиентов, и 99.4% и 67.3% от внутренних клиентов соответственно. В совокупном доходе сегмента 20,4% и 22.9% получены от внешних покупателей и 79,6% и 77.1%– от внутренних покупателей за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 гг., соответственно, РД КМГ, на который приходилось 99,8% и 99.7% от общих объемов добычи нефти Компании за периоды, закончившиеся 30 июня 2010 и 2009гг. соответственно; и 99.1% и 99.0% от общих объемов добычи нефти Компании за годы, закончившиеся 31 декабря в 2009 и 2008 годах

соответственно. Эти продажи включают в себя продажи компании «Vitol SA» по договору авансовой покупки сырой нефти, который описан ниже в разделе *«Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов»*. За весь 2009 год продажи по данному договору составили 1,8 млн. тонн. Кроме внешних продаж, РД КМГ также осуществляет внутренние продажи значительной части добываемой им сырой нефти КМГ ПМ для последующей продажи внешним потребителям по рыночным ценам. Кроме того, РД КМГ осуществляет внутренние продажи части своей продукции в пользу КМГ ПМ со значительной скидкой, как указано ниже в разделе *«Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов»*.

По договору авансовой покупки сырой нефти с «BNP Paribas (Suisse) S.A.», конечным покупателем по которому является «Vitol SA», РД КМГ получила долгосрочный аванс на сумму 650,0 млн. долларов США (с процентной ставкой ЛИБОР плюс 1,75%, действовавшей до заключения дополнительного соглашения от 24 июля 2006 года, по которому вознаграждение было снижено до ставки ЛИБОР плюс 1,1%). Компания обязалась погасить аванс путем продажи 150 000 тонн сырой нефти в месяц по рыночным ценам в течение пяти лет, истекших в сентябре 2009 года. Рыночные цены рассчитывались на основе средних котировок для нефти (рекомбинированной) сорта «Urals», устанавливаемых по индексу Platt's минус транспортные издержки, расходы на страхование, проверку, банковские расходы, стоимость проводки судов по турецким проливам и комиссионных «Vitol». Каждый месяц определялась стоимость поставки, и если стоимость поставки превышала сумму, которая равна сумме амортизации основной суммы аванса, разбитой на 60 частей, то РД КМГ получал разницу от «Vitol SA». Если стоимость отгрузки была меньше этой суммы, то РД КМГ должна была оплачивать разницу компании «BNP Paribas (Suisse) S.A.». В результате повышения цен на нефть, РД КМГ признала доход от поставок с 2004 года, т.к. более высокие цены на нефть повысили стоимость поставок Компании по договору, в результате чего соответствующие суммы, полученные РД КМГ, превысили сумму, равную сумме погашения основной суммы аванса, разбитой на 60 частей. Заем был полностью погашен в соответствии с его условиями.

Доходы компании РД КМГ включают в себя продажу сырой нефти КМГ ПМ для переработки, причем указанный доход исключается при консолидации. В соответствии с Соглашением о взаимоотношениях, РД КМГ обязалась продавать как минимум 1,9 млн. тонн сырой нефти КМГ ПМ, а КМГ ПМ обязался перерабатывать эту нефть на Атырауском НПЗ. Цена сырой нефти в соответствии с Соглашением о взаимодействии устанавливается в размере себестоимости, в которую входят транспортные расходы, плюс маржа в 3%. На основании этой формулы средняя цена сырой нефти на местном рынке в соответствии с Соглашением о взаимоотношениях
взаимоотношениях за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня2010 и 2009 годах составляла, соответственно, 21 848 и 18 051 тенге за тонну. За годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008гг составляла, соответственно, 18 818 и 17 827 тенге за тонну. Объемы продаж на внутреннем рынке в рамках Соглашения о взаимодействии составляли 0.9 млн. тонн за шесть месяцев 2010 года. Объемы продаж на внутреннем рынке в рамках Соглашения о взаимодействии составляли 2,0 млн. тонн за год, закончившийся 31 декабря 2009г. и 2,1 млн. тонн в 2008 году. Снижение объемов продаж на местном рынке связано со снижением добычи нефти в РД КМГ. Доходы Компании от разведки и добычи после исключения взаиморасчетов составили 30.0 млрд. тенге и 640 млрд. тенге за шесть месяцев закончившихся 30 июня 2010 и 2009 годов соответственно. Доходы Компании от разведки и добычи после исключения взаиморасчетов составили 490,1 млрд. тенге и 640 млрд. тенге за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008гг., соответственно. РД КМГ продает сырую нефть на экспорт (кроме сырой нефти, продаваемой по ежегодным внутригрупповым договорам покупки, описанным ниже), компании КМГ ПМ по котировкам индекса Platt's, с учетом расходов на транспортировку, страхование, скидок или надбавок в зависимости от качества. Средняя цена за тонну, рассчитанная по данной формуле, составила 78 838 тенге и 51 125 тенге на период шести месяцев, закончившийся 30 июня 2010 и 2009 годов соответственно. Средняя цена за тонну, рассчитанная по данной формуле, составила 62 743 тенге и 74 470 тенге за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008гг. соответственно. Объем таких продаж составил 3.5 млн. тонн и 3.6 млн. тонн за период шести месяцев, закончившийся 30 июня 2010 и 2009 годов соответственно. Объем таких продаж составил 6,9 млн. тонн и 7,0 млн. тонн за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008гг., соответственно.
Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 43.5% до 300.0 млрд. тенге за шесть месяцев закончившиеся 30 июня 2010 года по сравнению с 209.1 млрд. тенге за шесть

месяцев закончившиеся 30 июня 2009 года, в то время как валовая прибыль увеличилась на 56.3%, составив сумму в размере 199.0 млрд. тенге за шесть месяцев закончившиеся 30 июня 2010 года по сравнению с 127.3 млрд. тенге за шесть месяцев закончившиеся 30 июня 2009 года. Увеличение дохода до исключения взаиморасчетов и валовой прибыли за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2010 года в сравнении с шестью месяцами закончившимися 30 июня 2009 года, в основном, было вызвано более высокими ценами на нефть на международном рынке.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту сократился на 23,4% до 490,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2009г., по сравнению с 640 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г., в то время как валовая прибыль снизилась за год, закончившийся 31 декабря 2009г. на 33,4%, составив сумму в размере 314,6 млрд. тенге по сравнению с 472,3 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г. Снижение дохода до исключения взаиморасчетов и валовой прибыли за год, закончившийся 31 декабря 2009г.в сравнении с 2008 годом в основном было вызвано более низкими ценами на нефть на международном рынке, а также планируемым сокращением объемов и продаж нефти в ответ на мировой финансовый кризис.

Чистая прибыль сегмента разведки и добычи нефти и газа снизилась на 24,5%, до 130,8 млрд. тенге за шесть месяцев закончившихся 30 июня 2010 года по сравнению с 173.2 млрд. за шесть месяцев закончившихся 30 июня 2009 года. отражая, в основном, прибыль, осуществленную РД КМГ в результате девальвации тенге в феврале 2009г. по отношению к доллару.

Чистая прибыль сегмента разведки и добычи нефти и газа снизилась на 17,6%, до 191,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2009г.в сравнении с 232,9 млрд. за год, закончившийся 31 декабря 2008г, в основном, в результате более низкой средней цены за тоону сырой нефти в 2009г. по сравнению с 2008г..

Сегмент «транспортировка нефти и газа»

Сегмент «транспортировка нефти и газа» является третьим сегментом Компании по объему дохода, а также третьим по прибыльности. Компания, через КТО, получает доход от транспортировки нефти за счет взимания тарифов со своих клиентов по долгосрочным договорам на транспортировку сырой нефти через системы нефтепроводов, эксплуатируемые КТО. Компания получает доход от транспортировки газа за счет взимания КТГ тарифов со своих клиентов по долгосрочным договорам на транспортировку природного газа по принадлежащей ей системе газопроводов. В доход Компании от транспортировки входят также платежи, произведенные вместо отгрузок по договорам «отгрузи или плати», заключенным между Компанией и некоторыми из ее клиентов, которые не осуществили транспортировку всех согласованных объемов. Указанные платежи приносят доход КТГ без вычета операционных расходов в размере оплаченных, но не транспортированных объемов. За шесть месяцев закончившихся 30 июня 2010 и 2009 годов 3,9% и 93.8% от общего дохода сегмента получены от внешних клиентов и 6,1% и 6.2%– от внутренних клиентов соответственно. За годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008гг. 93,4% и 88.9% от общего дохода сегмента получены от внешних клиентов и 6,6% и 11.1% – от внутренних клиентов соответственно.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 7% до 194.0 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года по сравнению с 181.3 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года, в то время как валовая прибыль выросла на 12.5% до 90.3 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года по сравнению с 80.3 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года. Указанный рост объясняется, главным образом, увеличением объёмов транспортируемой нефти, а также повышением тарифов за международную транспортировку газа, взимаемых КТГ, с 3,015 тенге за шесть месяцев 2009 года до 3,331 тенге в 2010 году за тонну на расстояние свыше 100 километров трубопровода.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 17% до 342,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2009г.по сравнению с 293,2 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г., в то время как валовая прибыль выросла на 40,4% до 148,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2009г. по сравнению с 105,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г. Указанный рост объясняется, главным образом, повышением тарифов за международную

транспортировку газа, взымаемых КТГ, с 1,40 доллара США за год, закончившийся 31 декабря 2008г до 1,70 доллара США в за год, закончившийся 31 декабря 2009г. за тонну на расстояние свыше 100 километров трубопровода в 2009 году, а также девальвацией тенге к доллару США, произошедшей в 2009 году и увеличением объемов транспортировки КТО.

Сегмент «переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов»

Переработка, маркетинг и продажа сырой нефти и нефтепродуктов – это крупнейший сегмент Компании с точки зрения дохода до исключения взаиморасчетов, хотя он является наименее прибыльным сегментом Компании за периоды, закончившиеся 30 июня 2010 и 31 декабря 2009гг. соответственно 99.9% и 99.8% совокупного дохода сегмента получено от внешних покупателей (т.е. неаффилиированных лиц) и 0.1% и 0.2 % от внутренних покупателей (т.е. Компании и ее дочерних организаций). Несмотря на то, что часть доходов сегмента была получена от продаж продуктов нефтепереработки на местном рынке, большая часть доходов сегмента, (42.6% и 68.2% за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 и 2009 годов соответственно, и 60.0% и 54.1% за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008гг соответственно), получена от продажи нефтепродуктов «Ромпетрол» на европейских рынках по международным ценам. Значительная часть нефти, которая была переработана для продажи на отечественном рынке в 2009 году, была приобретена у РД КМГ компанией КМГ ПМ со скидкой, как указано ниже. Относительно небольшая часть дохода сегмента в 2009 году была получена от оказания услуг по переработке третьим лицам, а именно «Актобемунайгаз» и ТОО «Казахойл Актобе». Так как значительная часть дохода сегмента основана на минимальной надбавке, применяемой к ценам готовых нефтепродуктов над ценами, выплаченными РД КМГ за приобретенную у него нефть, чистая валовая прибыль данного сегмента ниже, чем чистая валовая прибыль сегмента разведки и добычи нефти и газа. Кроме того, чистые убытки компании «Ромпетрол» в 2008 и в 2009 годах имели существенное негативное воздействие на данный сегмент, особенно в 2008 году. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года чистая валовая прибыль сегмента переработки, маркетинга и продажи сырой нефти и нефтепродуктов составила 8.5% (в сравнении с 9,5% за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2009 года), в то время как чистая валовая прибыль сегмента разведки и добычи нефти и газа за шесть месяцев закончившиеся 30 июня 2010 года составила 66,3% (60.9% за шесть месяцев закончившиеся 30 июня 2009 года). За год, закончившийся 31 декабря 2009г. чистая валовая прибыль сегмента переработки, маркетинга и продажи сырой нефти и нефтепродуктов составила 9,1% (в сравнении с 9,1% за год, закончившийся 31 декабря 2008г.), в то время как чистая валовая прибыль сегмента разведки и добычи нефти и газа за год, закончившийся 31 декабря 2009г.составила 64,2% (73,8 за год, закончившийся 31 декабря 2008г.).

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту вырос на 74.0% до 828.5 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2010 года по сравнению с 476.2млрд. тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2009 года, в том время как валовая прибыль выросла на 56.0% до 70.4 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2010 года по сравнению с 45.2 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2010 года. Увеличение дохода и валовой прибыли в за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2010 года в сравнении с за шестью месяцами, закончившиеся 30 июня 2009 года в основном произошло в связи с консолидацией результатов Павлодарского НПЗ, после приобретения в августе 2009 года, а также со ростом средней цены за тонну нефтепродуктов.

Доход до исключения взаиморасчетов по настоящему сегменту снизился на 21,4% до 1 161,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2009г. по сравнению с 1 477,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г., в том время как валовая прибыль сократилась на 21,7% до 105,5 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2009г. по сравнению с 134,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г.. Сокращение дохода и валовой прибыли за год, закончившийся 31 декабря 2009г.в сравнении с годом, закончившийся 31 декабря 2008г., в основном, произошло в связи со снижением средней цены за тонну нефтепродуктов.

Чистый убыток сегмента переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов до исключения взаимозачетов снизилась на 53.7% до чистого убытка в размере 36.9 млрд. тенге за шесть месяцев,

закончившихся 30 июня 2010 года по сравнению с чистым убытком в размере 79.7 млрд. тенге за шесть, месяцев, закончившихся 30 июня 2009года. Это увеличение обуславливается улучшением производства Павлодарского НПЗ, Атырауского НПЗ, Шимкентского НПЗ, которые зафиксировали номинальнуб прибыль за шесть месяцев, месяцев, закончившихся 30 июня 2010года, что уравновесилось убытками на Петромидиа НПЗ. Большая часть убытков на Петромидиа НПЗ связаны с низкой маржой экспортных нефтепродуктов и затратами на финансирование на «Ромпетрол», который владеет Петромидиа НПЗ.

Чистая прибыль сегмента переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов до исключения взаимозачетов снизилась на 379,3% до чистого убытка в размере 90,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2009г. по сравнению с чистым убытком в размере 18,8 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г. Снижение, главным образом, связано с более низкими средними ценами на сырую нефть и продукты нефтепереработки за год, закончившийся 31 декабря 2009г.в сравнении с годом, закончившимся 31 декабря 2008г., вкупе с произошедшим в результате сокращением объемов добычи, а также увеличением на 32,7% расходов на транспортировку и реализацию КМГ ПМ . КМГ ПМ также отразил чистый убыток от курсовой разницы в размере 58,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2009г.в сравнении с чистым убытком от курсовой разницы за год, закончившийся 31 декабря 2008г.в размере 10,8 млрд. тенге, что внесло свой вклад в более низкий показатель прибыльности сегмента переработки и продажи сырой нефти и нефтепродуктов Компании.

Сегмент «прочее»

Сегмент «прочее» включает в себя сервисные дочерние организации Компании, оказывающие услуги по тепло- и электроснабжению, по авиаперевозкам, охране и иные услуги в области нефти и газа. Совокупный доход данного сегмента состоял из 34.8% дохода и 41.7% от внешних заказчиков, и .65.2% и 58,3% от внутренних заказчиков за периоды, закончившиеся 30 июня 2010 и 31 декабря 2009гг. соответственно.

Доход до исключения взаимозачетов по данному сегменту увеличился на 25.4%, до 11.7 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2010 года в сравнении с 9.3млрд. тенге за шесть месяцев закончившиеся 30 июня2009 года, в то время как валовая прибыль выросла на 36.9%, до 3.5 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2010 года по сравнению с 2.6 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2009 года. Такое увеличение произошло, главным образом, за счет роста цен на нефтепродукты. *См.раздел – «Доходы от финансирования».*

Доход до исключения взаимозачетов по данному сегменту снизился на 3.0%, до 25,9 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2009г. в сравнении с 26,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г., в то время как валовая прибыль сократилась на 41,3%, до 9,4 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2009г. по сравнению с 16 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г.. Такое сокращение произошло, главным образом, за счет общего снижения объемов продаж тепловой и электроэнергии (отражая сокращение потребления, а также, в меньшей степени, продажу Компанией в 2009 году «Almaty Power Consolidated» в пользу «Самрук-Энерго»), продажи непрофильной продукции, такой как сухой газ, СПГ и сера, аренды (субаренды) недвижимого имущества и нематериальных активов, технической поддержки и услуг по ремонту.

Ликвидность и собственные фонды

Движение денежных средств

В таблице ниже приведены основные позиции отчета о движении денежных средств за отчетные периоды:

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня		за год, закончившийся 31 декабря		% разница между периодами, закончившимися 30 июня	% разница между годами на 31 декабря
	2010 (неаудир.)	2009 (неаудир.)	2009 и 2010	2008	2009 и 2010	2008 и 2009
	(млрд. тенге)					
Чистые денежные потоки от операционной деятельности	116.2	111.2	168.0	**284.0**	4,5%	**(40.9)%**
Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности	(278.1)	176.6	(477.1)	**(218.1)**	(257.5)%	**118.8%**
Чистые денежные потоки от финансовой деятельности	92.3	(59.8)	308.4	**64.7**	254.2%	**376.7%**

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, составили 116.2 млрд. тенге по сравнению с 111.2 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 2009 года, т.е. произошло увеличение на 5.0 млрд. тенге или 4.5%. Данное уменьшение, в основном, обусловлено ростом цены на сырую нефть за шесть меяцев, заканчивая 30 июня 2009 года в сравнении с шестью месяцами, заканчивая 30 июня 2010 года.

За год, закончившийся 31 декабря 2009г. чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, составили 168 млрд. тенге по сравнению с 284,0 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г., т.е. произошло уменьшение на 116 млрд. тенге или 40,8%. Данное уменьшение, в основном, обусловлено снижением цены на сырую нефть в период с 2008 по середину 2009 года, что привело к уменьшению потока денежных средств от операционной деятельности.

Чистые денежные средства, используемые в инвестиционной деятельности

Оборот чистых денежных средств, используемых в инвестиционной деятельности, в основном, отражает приобретения и отчуждение дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций, покупку и продажу земельных участков, заводов, оборудования и нематериальных активов, распределение прибыли, полученной от совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций, открытие срочных депозитов.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, чистые денежные средства, используемые для инвестиционной деятельности, составили 278.1 млрд. тенге по сравнению с 176.6 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года. Чистые денежные средства, используемые для инвестиционной деятельности за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, частично отражают денежные средства, использованные для приобретения недвижимости, машин и оборудования, а также продолжающиеся инвестиции Компании в Проект Северного Каспия согласно кэш колам в 2010 году. Чистые денежные средства, используемые для инвестиционной деятельности за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года состояли в основном из снятия денежных средств с долларовых банковских депозитов после девальвации тенге к американскому доллару в феврале 2009 года.

За год, закончившийся 31 декабря 2009г., чистые денежные средства, используемые для инвестиционной деятельности, составили 477,1 млрд. тенге по сравнению с 218,1 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г. (рост составил 259 млрд. тенге, или 118,8%). Повышение оборота чистых денежных средств, используемых для инвестиционной деятельности, за год, закончившийся 31 декабря 2009г. в сравнении с годом, закончившимся 31 декабря 2008г., отчасти отражает увеличившийся отток денежных средств в результате приобретения земли, машин и оборудования, связанного с приобретением Павлодарского НПЗ, дополнительной 25% доли участи в «Ромпетрол». В дополнение, дальнейшие инвестиции Компании в Северо-Каспийский проект в рамках требований о вложении денежных средств в 2009 году увеличили объем денежных средств, используемых в

инвестиционной деятельности в 2009 году в сравнении с 2008 годом.

Чистые денежные средства от финансовой деятельности

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности, составили 92.3 млрд. тенге в сравнении с 59.8 млрд. тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года (рост составил 152.1 млрд. тенге, или 254.3%). Такой рост возник, в основном, в связи с выпуском 5 мая 2010 года 7% Облигаций на сумму 1.5 млрд. долларов США со сроком погашения в 2020 году, в результате Компания получила более высокий уровень денежных средств и их эквивалентов.

За год, закончившийся 31 декабря 2009г., чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности, составили 308,4 млрд. тенге в сравнении с 64,7 млрд. тенге за год, закончившийся 31 декабря 2008г. (рост составил 243,7 млрд. тенге, или 376,7%). Такой рост возник, в основном, по причине сокращения объема погашения заимствований в 2009 году.

Депозиты в казахстанских банках

На 30 июня 2010 года Компания имела значительные депозиты в размере 8.2 млрд. долларов США (по сравнению с 7,7 млрд. долларов США на 31 декабря 2009 года) в Казахстанских банках, из которых, 2.6 млрд. долларов США находились в «Казкоммерцбанке» (по сравнению с 2,5 млрд. долларов США на 31 декабря 2009 года), 3,4 млрд. долларов США (2,6 млрд. долларов США на 31 декабря 2009 года) в Halyk Bank и 1,0 млрд. долларов США (1,2 млрд. долларов США на 31 декабря 2009 года) в БТА Банке. Эти банки в разной степени столкнулись со значительными финансовыми трудностями, а БТА Банк находился в процессе реструктуризации, завершённой 31 августа 2010 года. Хотя ни один из депозитов Компании, размещенных в каком-либо из этих банков, не был заморожен, и Компания не пыталась снять денежные средства, руководство Компании полагает, что на практике возможность Компании осуществить доступ к этим депозитам ограничена. Соответственно, в сентябре 2010 года, с целью удостовериться в доступе к своим депозитам в крупных казахстанских банках, которые испытывали трудности во время мирового финансового кризиса, Компания запросила у (i) Haluk Bank выплатить со своего депозита 75,05 млрд. тенге из 180,5 млрд. тенге, полученных от НацБанка в качестве займа, выплаты с депозитов в (ii) БТА банке (142 млрд. тенге) и Казкоммерцбанке (48 млрд. тенге) для выплаты задолженности по бондам в размере 190 млрд. тенге. (iii) а также потребовал выплат в БТА банке (142 млрд. тенге) и Казкоммерцбанке (10 млрд. тенге) для займа С-К (как определено ниже). В результате этих сделок (помимо всего прочего) на 30 сентября 2010 года

баланс депозитов Компании в казахстанских банках снизился до 7,2 млрд. долларов США, из которых 2,6 млрд. долларов США в Казкоммерцбанке, 2,4 млрд. долларов США в Halyk Bank и 0 млрд. долларов США в БТА банке.

Капитальные затраты

Общие капитальные затраты Компании по сегментам за указанные годы приведены в таблице ниже и отражают приобретения посредством деловых комбинаций. Основные приобретения Компании за последние два года описаны в разделе «*Основные факторы, влияющие на результаты деятельности – Приобретения*». За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, значительных изменений не произошло.

	На конец года 31 декабря		% разница между годами на 31 декабря 2008 и 2009 гг.
	2009	2008	2008 and 2009
	(*млрд. тенге*)		
Разведка и добыча нефти и газа	250,3	408,0	(38,7)%
Транспортировка нефти и газа	65,9	106,7	(38,2)%
Переработка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов	58,8	48,1	22,2%
Прочее	25,9	5,9	339,0%
Итого капитальные затраты	**400,9**	568,7	**(29,5)%**

На конец года, заканчивающийся 31 декабря 2010 года, в бюджет были внесены капитальные затраты в размере 632,9 млрд. тенге, из которых, на дату настоящего Базового проспекта, 160,0 уже потрачено. На данный момент самыми значительными затратами являются Северо-Каспийский проект (263,51 млрд. тенге), затраты РД КМГ на поддержание производственного уровня (95,0 млрд. тенге), модернизация НПЗ КМГ ПМ, включая строительство установки по производству ароматических углеводородов (77,9 млрд. тенге), реконструкция системы трубопроводов КТГ (43,2 млрд. тенге), реконструкция системы трубопроводов КТО (26,0) млрд. тенге) и реконструкцию Петромидиа НПЗ (16,6 млрд. тенге).

На 31 декабря 2009 года наиболее значимые статьи капитальных затрат Компании включали Северо-Каспийский проект (190,1 млрд. тенге), реконструкцию системы трубопроводов КТО (22,2 млрд. тенге) и реконструкцию Петромидиа НПЗ (9,8 млрд. тенге).

В 2008 году наиболее значимые статьи капитальных затрат Компании включали Северо-Каспийский проект (122,7 млрд. тенге), реконструкцию системы трубопроводов КТО (31,3 млрд. тенге), реконструкцию системы трубопроводов КТГ (30,2 млрд. тенге) и реконструкцию НПЗ Петромидиа (3,6 млрд. тенге).

– На сегмент разведки и добычи пришлось 62,4% и 71,8% капитальных затрат Компании в годах, закончившихся 31 декабря 2009 и 2008гг., соответственно, Капитальные затраты в 2009 и 2008 годах относились в основном к морским разведочным проектам и разработке Северо-Каспийского проекта. В 2009 и 2008 годах самым крупным проектом в сегменте разведки и добычи с точки зрения капитальных затрат (за исключением приобретений) была разведка и разработка перспективных месторождений в пределах контрактной территории Северо-Каспийского проекта. См. раздел *«Деятельность – Разведка и добыча – Проекты по разведке – КСКП»*. В октябре 2008 года Компания завершила приобретение 8,48% доли участия в КСКП, в соответствии с которым цена приобретения в размере 1,78 млрд. долларов США будет выплачиваться Компанией тремя равными долями после начала добычи нефти на Кашагане (в настоящее время планируемого на четвертый квартал 2012 года).

На сегмент транспортировки нефти и газа пришлось 16,4% и 18,8% капитальных затрат Компании в годах, закончившихся 31 декабря 2009 и 2008гг., соответственно. В 2009 году самые крупные проекты в сегменте транспортировки нефти и газа с точки зрения капитальных затрат (за

исключением приобретений) касались реконструкции систем трубопроводов КТО. В 2008 году самые крупные проекты в сегменте транспортировки нефти и газа с точки зрения капитальных затрат (за исключением приобретений) касались реконструкции систем трубопроводов КТО и КТГ.

На сегмент переработки, маркетинга и продажи сырой нефти и нефтепродуктов пришлось 14,7% и 8,5% капитальных затрат Компании за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008гг. Капитальные затраты этого сегмента возросли в 2009 году по сравнению с 2008 годом, главным образом, в результате увеличения капитальных затрат на реконструкцию Атырауского НПЗ и Петромидиа НПЗ. В 2008 году крупнейшими проектами в сегменте переработки, маркетинга и продажи сырой нефти и нефтепродуктов с точки зрения капитальных затрат (за исключением приобретений) были модернизация и расширение Атырауского НПЗ и Петромидиа НПЗ.

Сегмент «прочее» составлял 6,5% и 1,0% капитальных затрат Компании за 2009 и 2008 годы, соответственно.

В 2009 году наиболее значительные капитальные затраты совместно контролируемых предприятий включали строительство Азиатского газопровода (231,1 млрд. тенге) и строительство трубопровода Кенкияк – Кумколь (15,5 млрд. тенге). В 2008 году наиболее значительные капитальные затраты совместно контролируемых предприятий включали строительство Азиатского газопровода (145,8 млрд. тенге) и строительство трубопровода Кенкияк – Кумколь (40,8 млрд. тенге).

Несмотря на то, что Компания сократила в 2009 году общий уровень своих капитальных затрат из-за мирового финансового кризиса и сопутствующего спада в Казахстане, Компания вернулась к предшествующим уровням капитальных затрат в 2010 году и планирует сохранить такой уровень инвестиций. В частности, Компания планирует инвестировать более 19,1 млрд. долларов США в течение следующих пяти лет на следующие проекты:

- Платёжные требования по Кашагану (7,5 млрд. долларов США);
- Модернизация Атырауского НПЗ (2,2 млрд. долларов США), включая (i) 1,1 млрд. долларов США на строительство установки по производству ароматических углеводородов и (ii) (1,1 млрд. долларов США) на строительство установки по глубокой переработке нефти; и реконструкция Павлодарского НПЗ (1,3 млрд. долларов США);
- Другие инвестиционные проекты, включая капитальные расходы на поддержания в различных дочерних организациях и необходимые социальные инвестиции (4,1 млрд. долларов США), а также поддержание и увеличение производственного уровня РД КМГ (4,0 млрд. долларов США).

См. раздел *«Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Деятельность Компании требует значительных капитальных затрат и Компания может быть не в состоянии профинансировать планируемые капитальные затраты».*

Обязательства

Обязательства в совместных предприятиях

Некоторые из совместных предприятий Компании (ТШО, ТОО «Казахтуркмунай», КСКП и «Казахойл Актобе»), и совместных предприятий РД КМГ («Казгермунай») имеют обязательства по лицензионным договорам с Республикой Казахстан. По данным договорам иностранные партнеры должны сделать определенные капиталовложения в согласованные сроки.

Являясь участником ТШО и косвенным участником в ТОО «Жамбай», «Каспиан Меруерти Оперейтинг Кампании Б.В.» и ТОО «Курмангазы Петролеум» через Морскую нефтяную компанию «КазМунайТениз» (далее – **«КазМунайТениз»**), Компания время от времени получает требования о внесении денежных вкладов. Компания обязана участвовать в капиталовложениях в сроки и в размерах, предусмотренных КСКП (который является совместно контролируемым активом Компании) для финансирования его деятельности.

Обязательства по лицензиям и контрактам на добычу нефти

Инвестиционные и иные обязательства компании ИЦА по договору с Правительством

Инвестиции в улучшение активов по транспортировке газа. КТГ осуществляет эксплуатацию газораспределительных сетей в Казахстане в соответствии с условиями договора (далее – «**Договор концессии**») между ИЦА и Правительством РК. В соответствии с условиями Договора концессии ИЦА, являющаяся дочерней компанией КТГ, обязалась инвестировать ежегодно 30 миллионов долларов США на модернизацию и ремонт переданных газотранспортных активов, а также на строительство новых газотранспортных активов (далее – «**Инвестиционные обязательства**»). В соответствии с Договором концессии компании ИЦА будет возмещена чистая балансовой стоимость вышеупомянутых капиталовложений на момент истечения срока действия Договора концессии, который наступает в 2012 году, при условии, что ИЦА имеет возможность продления срока Договора концессии на два дополнительных периода по пять лет каждый. На 31 декабря 2009 года ИЦА в рамках исполнения контрактных обязательств инвестировала около 5,3 млрд. тенге; на 30 июня 2010 года значительных изменений не произошло.

Выполнение инвестиционных обязательств зависит от соблюдения ряда условий, в частности физическая пропускная способность газа останется на уровне 1996 года или увеличится, а также условия договоров на транспортировку газа с иностранными заказчиками остаются такими же благоприятными, как они были до заключения Договора концессии. В случае, если тарифы на газ и неуплата заказчиками приведут к нецелесообразности осуществления модернизации или капиталовложений, ИЦА вправе обратиться к Правительству для корректировки тарифов внутри страны или корректировки до уровня своих инвестиционных обязательств.

ИЦА обязалась осуществить аналогичные капиталовложения в течение первых пяти лет периода продления срока действия Договора концессии в размере не менее 30 миллионов долларов США в год и не менее 150 миллионов долларов США в целом к концу пятого года такого периода продления. Уровень инвестирования, требуемый в течение дальнейшего периода продления, будет согласован сторонами дополнительно.

Договор концессии предусматривает определенные дополнительные инвестиции, включая (i) строительство трубопровода для транспортировки природного газа в Астану (далее – «**Новые активы**») и (ii) реконструкцию или замену некоторых компрессоров вдоль трубопровода Макат-Северный Кавказ, замену определенных сегментов Южной трубопроводной сети, а также замену некоторых компрессоров на Полторацком подземном газохранилище (далее – «**Реконструкция**»). Обязательства ИЦА по осуществлению дополнительных капиталовложений, включая строительство Новых активов и осуществление Реконструкции, зависят от следующих условий: (i) доказательств целесообразности и необходимости осуществления таких дополнительных капиталовложений и (ii) в отношении системы транспортировки внутри страны – заключение соглашения с уполномоченными государственными органами на предоставление ИЦА определенных налоговых и иных льгот, а также заключение контрактов на транспортировку с заказчиками, обеспечивающими уровень пропускаемых объемов, необходимых для ИЦА. По истечении срока действия Договора концессии (учитывая периоды продления), ИЦА обязуется передать Реконструированные активы в пользу Казахстана по рыночной стоимости за вычетом износа. ИЦА вправе продать Новые активы, при условии, что Государство имеет право первоочередной покупки на свободных рыночных условиях.

Роялти. С 17 июля 1997 года ИЦА обязана уплачивать роялти Правительству РК в размере 2% от объема транспортируемого по Западной системе трубопроводов газа. Вместе с тем, в соответствии с условиями Договора концессии обязательство по выплате роялти в отношении Западной сети трубопроводов возникает только после принятия Правительством постановления или распоряжения министерства финансов РК, обязывающего потребителей Западной сети трубопроводов уплачивать роялти ИЦА. На 30 июня 2010 года такого постановления или распоряжения принято не было. В связи с неопределенностью в вопросе уплаты роялти, ИЦА на сегодняшний день не взимает оплату роялти со своих потребителей.

Кроме того, ИЦА не получала от уполномоченных органов никаких уведомлений о том, что роялти должны были или должны уплачиваться, как и том, что ИЦА несет ответственность за оплату

каких-либо роялти за прошлые годы. Руководство Компании в настоящее время работает над прояснением этого вопроса с Правительством и полагает, что вероятности предъявления к оплате ИЦА или ее потребителями прошлых или будущих роялти нет.

Кыргызский обводной трубопровод. ИЦА обязана спроектировать и построить Кыргызский обводной трубопровод стоимостью, которая была определена на момент заключения Договора концессии, в размере от 90 до 100 миллионов долларов США. Данный актив будет передан Республике Казахстан в конце срока действия Договора концессии или по истечении двадцати лет, в зависимости от того, какая из дат наступит позднее, по цене 1 доллар США. Строительство этого обводного трубопровода еще не начиналось.

До 31 декабря 2005 года в соответствии с условиями Договора концессии компания ИЦА выплачивала государству 10% от чистой прибыли. 31 марта 2006 года Республика Казахстан, в лице министерства финансов, и компания ИЦА согласилась внести некоторые поправки в Договор концессии (далее – «**Поправки**»). В соответствии с Поправками к Договору концессии размер годовых выплат, подлежащих уплате в за годы с 1 января 2008 года до 31 декабря 2012 года и пятилетнего периода возможного продления, будет согласовываться сторонами в начале каждого года, и в случае, если стороны не достигнут договоренности, они соглашаются, что ИЦА обязана будет выплатить фиксированную сумму в размере 2,1 млрд. тенге в год. Как в 2008, так и в 2009 году ИЦА выплатила государству по 2,1 млрд. тенге по Договору концессии. Стороны согласовали, что фиксированная сумма будет также подлежать оплате в 2010 году. На 30 июня 2010 года, было выплачено примерно 1 млрд. тенге.

Обязательства КТГ в соответствии с Контрактом на добычу углеводородов

В декабре 2000 года КТГ подписало Контракт с Агентством по инвестициям Казахстана (далее – «**Контракт на добычу углеводородов**») на разведку и добычу углеводородов на территории Северного Учарала и Учарал-Кемпиртобе, а также на участках Амангельды, Анабай, Айракты и Кумырлы в Жамбыльской области, Южный Казахстан. Срок действия Контракта определен в 31 год. В ноябре 2003 года КТГ приступило к добыче и продаже газа с месторождения Амангельды.

В соответствии с условиями Контракта на добычу углеводородов, КТГ обязано производить определенные выплаты, либо ежегодно, либо на основе достижения определенных этапов в периоды разведки, разработки и добычи.

Эти платежи включают в себя бонус коммерческого обнаружения, роялти и определенные налоги. Бонус коммерческого обнаружения определен в размере 0,05% от обнаруженных промышленных запасов углеводородов. Размер роялти определяется, исходя из общего объема добычи по ставке от 0,5% до 1,5%.

В соответствии с условиями Контракта на добычу углеводородов, КТГ в период с 2000 по 2005 годы должно было инвестировать 94,3 млн. долларов США в разведку углеводородов. В соответствии с письмом МЭМР от 12 декабря 2006 года период разведки был продлен до декабря 2010 года, и минимальная рабочая программа на указанный период была увеличена на 35,9 млн. долларов США. На 30 июня 2010 года Компания имела обязательства относительно незавершенной части минимальной рабочей программы в размере 21,0 млрд. тенге (1,9 млрд. тенге на 31 декабря 2009).

В соответствии с условиями Контракта на добычу углеводородов, КТГ приняло на себя обязательство по долгосрочной выплате правительству РК суммы в размере 32,7 млн. долларов США, относящуюся к историческим затратам, понесенным Правительством на проведение геофизических и геологических исследований и стоимости буровых работ. Платеж в размере 18,3 млн. долларов США в отношении этих исторических затрат необходимо производить на ежеквартальной основе в течение 10 лет после начала добычи, при условии, что запасы были подтверждены, и добыча была начата. График оплаты остальной части этих исторических затрат в размере 14,3 млн. долларов США будет согласован с Правительством после подтверждения коммерческого обнаружения на этих месторождениях. С началом добычи газа на месторождении Амангельды, КТГ признало обязательства по уплате исторических затрат, относящихся к месторождению Амангельды.

На 31 декабря 2009 года КТГ имело контрактные обязательства по приобретению газа на сумму 19,2 млрд. тенге в сравнении с 3,6 млрд. тенге в 2008 году. Дополнительно, на 31 декабря 2009 года КТГ обязалось приобрести услуги на сумму 391 млн. тенге в сравнении с 9,5 млн. тенге в 2008 году.

Обязательства по добывающим контрактам Компании.

Согласно условиям добывающих контрактов, подписанных Компанией с различными государственными органами, у Компании есть определённый минимальный уровень по выполнению рабочих программ. На 30 июня 2010 года, у Компании были обязательства по невыполнению части минимальной рабочей программы на сумму 21,0 млрд. тенге (в сравнении с 1,9 млрд. тенге на 31 декабря 2009 года).

Контрактные обязательства «КМГ Кашаган Б.В.» по капитальным вложениям

На 30 июня 2010 года, «КМГ Кашаган Б.В.» имела контрактные обязательства по приобретению, строительству и расширению своей доли участия в КСКП на общую сумму 1,2 млрд. долларов США. На 31 декабря 2009 года «КМГ Кашаган Б.В.» имела контрактные обязательства по приобретению, строительству и расширению своей доли участия в КСКП на общую сумму 1,8 млрд. долларов США. На данный момент 2010 года, участникам КСКП было направлено требование о внесении вклада, доля Компании в котором (через «КМГ Кашаган Б.В.») составила 1,0 млрд. долларов США. Компания внесла данный вклад из своих доступных денежных активов, включая предшествующие дивиденды от ТШО. За год, который закончился 31 декабря 2009г., участникам КСКП было направлено требование о внесении вклада, доля Компании в котором (через «КМГ Кашаган Б.В.») составила 1,3 млрд. долларов США. Компания профинансировала часть подлежащей оплате суммы посредством выпуска облигаций на КФБ на общую сумму 120 млрд. тенге, подписка на которые была произведена Банком Развития Казахстана (являющемся заинтересованным лицом) в полном объеме.

Контрактные обязательства КТО по приобретению земли, машин и оборудования, ТМЗ и услуг

На 30 июня 2010 года КТО имело контрактные обязательства по приобретению земли, машин и оборудования и строительных услуг на сумму 5,8 млрд. тенге. В дополнение, на 30 июня 2010 года КТО имело контрактные обязательства по покупке товарно-материальных запасов (материалы и запасные части) и услуг на сумму 20,3 млрд. тенге.

На 31 декабря 2009 года КТО имело контрактные обязательства по приобретению земли, машин и оборудования и строительных услуг на сумму 10,4 млрд. тенге. В дополнение, на 31 декабря 2009 года КТО имело контрактные обязательства по покупке товарно-материальных запасов (материалы и запасные части) и услуг на сумму 4,5 млрд. тенге.

Лицензии и контракты на разведку и добычу РД КМГ

Некоторые из лицензий и контрактов Компании определяют минимальный размер капитальных и эксплуатационных расходов до конца срока действия лицензии или контракта. Каждый контракт или лицензия на нефтяное месторождение также оговаривает, что Компания обязана согласовывать с местными уполномоченными органами ежегодные программы работ, включая проекты капитального строительства и развития социальной инфраструктуры. В таблице ниже приведена информация об ежегодных обязательствах по лицензиям и контрактам РД КМГ на указанные годы по состоянию на 30 июня 2010 года.

Год	Капитальные затраты	Эксплуатационные расходы
	(млрд. тенге)	
2010 (оставшийся)	49,6	1,6
2011	0,8	4,0
2012	–	4,0
2013	–	4,0
2014	–	4,0
2015 до 2021	=	18,8
Итого	**50,4**	**36,4**

См. Примечание 36 к Финансовой отчетности за 2009 год в отношении дополнительных обязательств, взятых на себя Компанией.

Долговые обязательства

За последние несколько лет Компания и ее дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации привлекли значительные суммы средств за счет краткосрочных и долгосрочных займов в целях пополнения чистых денежных средств, полученных Компанией от операционной деятельности в целях покрытия капитальных затрат, необходимых для развития деятельности Компании в области разведки и добычи, переработки, хранения и транспортировки нефти, переработки и сбыта нефти, а также приобретения новых компаний, активов и участия в Контрактах на недропользование.

Таблица ниже отражает общую сумму займов Компании и ее дочерних организаций (за исключением обязательств неконсолидированных совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций, кроме гарантированных Компанией или ее дочерними организациями), а также информацию о ставках вознаграждения с указанием валюты на указанные даты:

	На 30 июня 2010	На 31 декабря	
	(неаудир.)	2009	2008
	(млрд. тенге за исключением данных в %)		
Всего заимствований	1 978,5	1 837,7	1 150,0
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	1 312,0	1 224,0	522,8
Средневзвешенное значение фиксированной ставки вознаграждения	9,34%	9,69%	8,40%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	666,5	613,7	627,2
Средневзвешенное значение плавающей ставки вознаграждения	4,25%	3,27%	4,56%
Займы, деноминированные в долларах США	1 552,0	1 401,5	1 065,3
Займы, деноминированные в тенге	393,7	386,4	14,7
Займы, деноминированные в евро	32,8	26,6	44,4
Займы, деноминированные в других валютах	–	23,1	25,6
Краткосрочные	532,5	452,7	188,4
Долгосрочные	1 446,0	1 384,9	961,5

Общая сумма займов Компании увеличилась на 7,7%, до 1 978,5 млрд. тенге на 30 июня 2010 года с 1 837,7 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2009 года. Долгосрочные заимствования Компании (за вычетом краткосрочной части долгосрочной задолженности) возросли до 1 446,0 млрд. тенге по состоянию на 30 июня 2009 года с 1384,9 млрд. тенге на 31 декабря 2009 года. Оба увеличения главным образом обусловлены выпуском Облигаций Серии 4 под гарантию Компании в рамках данной Программы, а также внутренними облигациями (подробнее описано ниже), которые были частично возмещены уплатой из средств КМГ ПМ, а также результатами операции обратной покупки НБК и полной уплатой займа, полученного от Японского Банка Международного Сотрудничества, как более подробно описано ниже.

Общая сумма займов Компании увеличилась на 59,8%, до 1 837,7 млрд. тенге на 31 декабря 2009 года с 1 150,0 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2008 года. Долгосрочные заимствования Компании (за вычетом краткосрочной части долгосрочной задолженности) возросли до 1 384,9 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2009 года с 961,5 млрд. тенге на 31 декабря 2008 года.

Основные долговые обязательства Компании и ее дочерних организаций

Ниже приводится описание основных долговых обязательств Компании и ее дочерних организаций на момент составления настоящего Базового проспекта:

- В мае 2010 года, KMG Finance выпустил Облигации Серии 4, под гарантию Компании в рамках настоящей Программы, состоящие из Облигаций на сумму 1,5 млрд. долларов США под 7% со сроком погашения в 2020 году. В июле 2009 года KMG Finance выпустил Облигации Серии 3, под гарантию Компании в рамках настоящей Программы, состоящие из Облигаций на сумму 1,5 млрд. долларов США под 11,75% со сроком погашения в 2015 году,

которые были выпущены двумя траншами и консолидированы в единую серию. В июле 2008 года KMG Finance выпустил две предыдущие серии Облигаций под гарантию Компании, которые остаются непогашенными в рамках настоящей Программы согласно Базовому проспекту от 18 июня 2008 года. Облигации Серии 1 состоят из Облигаций на сумму 1,4 млрд. долларов США под 8,375% со сроком погашения в 2013 году, а Облигации Серии 2 состоят из Облигаций на сумму 1,6 млрд. долларов США под 9,125% со сроком погашения в 2018 году.

- Ожидается, что в ноябре 2010 года Компания будет замещена в роли главного эмитента по облигациям Серии 1, Серии 2, Серии 3 и Серии 4, в соответствии с условиями этих облигаций до завершения выполнения всех корпоративных и юридических формальностей. После такого замещения (если завершится), KMG Finance будет освобождена от своих обязательств по этим облигациям и, таким образом, Гарантия от Компании будет отменена, причем это никак не отразится на условиях облигаций.

- В октябре 2010 года, Компания зарегистрировала облигации с нулевыми купонами на сумму 1000 млрд. тенге со сроком погашения в 2017 году. Ожидается, что эти облигации будут листингованы на KASE и будут размещены по сниженной номинальной стоимости до конца 2010 года.

- В июле 2010 года, Компания выпустила на KASE 7% облигации на сумму 248,65 млрд. тенге, со сроком погашения в 2013 году. РД КМГ подписалась на эти облигации на сумму 220,0 млрд. тенге в начальном размещении. Хотя эти облигации листингованы на KASE, ожидается, что они будут оставаться у РД КМГ до срока погашения с целью извлечь выгоду из сепаратного соглашения, что позволит РД КМГ возместить дивиденды, которые в противном случае подлежат выплате КМГ, как акционеру РД КМГ в обмен на обязательства Компании выплачивать основную сумму и проценты по эти облигациям. У КМГ нет намерений размещать остальную часть облигаций.

- 25 февраля 2010 года, KMG Finance заключил Кредитный договор с Deutsche Bank на сумму 300 миллионов долларов США. под гарантию Компании. Вознаграждение по указанному кредиту начисляется по ставке ЛИБОР плюс 3,5% годовых, срок погашения – 25 февраля 2011 года. 12 августа 2010 года было подписано соглашение о смене заёмщика, которое заменило Rompetrol Refinare на KMG Finance в качестве заёмщика по кредитному соглашению.

- 29 октября 2009 года КМГ ПМ заключил контракт с Sinopec Engineering о строительстве комплекса по производству ароматических углеводородов на Атырауском НПЗ стоимостью 1,1 млрд. долларов США, которое Компания намерена обеспечить через внешнее финансирование посредством открытия кредитной линии, подписанной с Банком Развития Казахстана 30 июля 2010 года на общую сумму 1,063 млн. долларов США на 13 лет. Движимое и недвижимое имущество Атырауского НПЗ было заложено в качестве залога под заем.

- В октябре 2008 года было подписано соглашение о введении новой договорной базы и принципов управления консорциумом для КСКП и передачи Компании дополнительной доли в КСКП в размере 8,48% от других участников КСКП, в результате чего доля каждого из участников в КСКП сократилась на пропорциональной основе, за оплату в размере 1,78 млрд. долларов США, подлежащую внесению тремя равными годовыми взносами после начала операций по добыче на Кашагане. В рамках соглашения Компания не будет обязана вносить вклады в дальнейшие расходы по проекту на месторождении Кашаган в случае существенного изменения проекта или в случае, если начало добычи не наступит до октября 2013 года. По состоянию на 31 декабря 2009 года непогашенная сумма по данному займу, включая капитализированные проценты, составляла 312,1 млрд. тенге. Заем отражен на балансе Компании, включенном в Финансовую отчетность за 2009 год по статье «к уплате за приобретение дополнительной доли участия в проекте».

- 4 сентября 2008 года, «КазМунайГаз РКОР Инвестмент Б.В.» заключила Кредитное соглашение на сумму 2,5 млрд. долларов США с КМГ ПМ для частичного рефинансирования займа в размере 3,1 млрд. долларов США, взятого для покупки «Ромпетрол», заем был погашен 12 сентября 2008 года. Заимствованные средства по условиям Кредитного соглашения КМГ

ПМ гарантируются Компанией, и до 7 июля 2009 года проценты по кредиту начислялись по ставке ЛИБОР плюс 1,55% годовых. В результате того, что агентство S&P понизило долгосрочный кредитный рейтинг Компании до BB+ (прогноз стабильный) 7 июля 2009 года, в соответствии с условиями Кредитного соглашения КМГ ПМ , после 7 июля 2009 года процент по кредиту КМГ ПМ составил ставку ЛИБОР плюс 2,05% годовых. См. раздел *«Обзор Компании – Кредитные рейтинги»*. На 30 июня 2010 года невыплаченная основная сумма долга по Кредитному соглашению КМГ ПМ составила 1,75 млрд. долларов США.

- В октябре 2009 года для финансирования части своей доли требования о внесении вклада за 2009 год по Северо-Каспийскому проекту (месторождение Кашаган), Компания выпустила облигации на КФБ на общую сумму 120 млрд. тенге, подписка на которые была произведена Банком Развития Казахстана в полном объеме. По облигациям начисляется вознаграждение по шестимесячной ставке ЛИБОР плюс 8,5% годовых, с оплатой раз в полгода после трехлетнего льготного периода, срок погашения – в 2019 году. По состоянию на 31 декабря 2009 года непогашенная основная сумма по данному проекту составляла 120 млрд. тенге.

- В июле 2009 года для финансирования приобретения Павлодарского НПЗ Компания завершила Операцию обратного выкупа С-К, в соответствии с которой Компания выпустила облигации на КФБ, подписка на которые была произведена фондом Самрук-Казына в полном объеме на общую сумму 190 млрд. тенге, с начислением 5% годовых, с оплатой раз в полгода, срок погашения – в 2044 году (далее «**Облигации Компании**»). В то же время Самрук-Казына выпустил на КФБ облигации, на которые полностью подписалась Компания, в сумме зачета, составляющей 190 млрд. тенге. По облигациям «Самрук-Казына» начисляется процент по ставке 4% годовых, с оплатой раз в полгода, срок погашения – 2044 год (далее **«Облигации С-К»**). Облигации С-К были заложены в НБК в рамках операции обратного выкупа (далее **«Обратный выкуп НБК»**), согласно которой Компания получила от НБК сумму в размере 180,5 млрд. тенге по договору займа (далее «**Заем НБК**») сроком на четыре месяца под вознаграждение в размере 7,0% годовых, с ежемесячной пролонгацией с учетом продолжающихся переговоров между Компанией и НБК по конвертации указанного займа в более долгосрочный вид финансирования. И по облигациям Компании и облигациям С-К было проведено дисконтирование по ставке 12,5%, приблизительно отразившее рыночную ставку процента, применимую, соответственно, к Компании и Самрук-Казына на момент совершения сделки. В результате данных сделок, общий размер обязательств Компании по заимствованиям возрос на сумму полной основной суммы по операции обратного выкупа с НБК плюс дисконтированной стоимости Облигаций Компании, однако, итоговая сумма чистых заимствований сокращается благодаря частичному зачету дисконтированной стоимости Облигации С-К.
- В сентябре 2010 года, Компания запросила у Haluk Bank выплатить со своего депозита 75,05 млрд. тенге из 180,5 млрд. тенге, полученных от НацБанка в качестве займа, а также потребовал выплаты с депозитов в БТА банке (142 млрд. тенге) и «Казкоммерцбанке» (48 млрд. тенге) для выплаты задолженности по бондам, которые были подписаны «Самрук-Казына» в размере 190 млрд. тенге. Самрук-Казына реинвестировал средства, полученные от погашения по облигациям в приобретение новых акций на сумму 111 млрд. тенге. Самрук-Казына также выплатил обязательства по облигациям в размере 79 млрд. тенге из 190 млрд. тенге, подписанные Компанией. Компания также обратилась за депозитом в БТА банк (на сумму 142 млрд. тенге) и Казкоммерцбанк (на сумму 10 млрд. тенге), чтобы дать заём Самрук-Казына в общей сумме 152 млрд. тенге, ставка 7% годовых, сроком на 20 лет (**«Заём Самрук-Казына»**), который будет выплачиваться через возмещение дивидендов, которые в противном случае подлежат выплате Компанией Самрук-Казына, как единственному акционеру Компании. На дату настоящего Базового проспекта, учитывая всё вышеуказанное, у Компании остаётся задолженность НБК в размере 105,45 млрд. тенге. Компания продолжает держать Облигации С-К на сумму 111 млрд. тенге и по-прежнему является кредитором по Займу Самрук-Казына на сумму 152 млрд. тенге. Данные сделки, отдельно взятые, значительно повлияют на Баланс Компании. Со стороны активов (i) сумму наличности и эквивалентов наличности уменьшится по нетто-основе на 227.5 млрд. тенге в результате совместного эффекта (x) использования депозитов Компании для выплаты части займа НБК, выкупа облигаций Компании и для займа по облигациям С-К, вместе с (y) получением наличных по подписанию Самрук-Казына на

новые акции и частичную выплату по С-К облигациям. (ii) Долгосрочные финансовые активы изменятся на сумму займа, выданного С-К, частично увеличившись на сумму выплат по облигациям С-К. Что касается обязательств Компании, выкуп облигаций Компании и частичная выплата по сделке с НБК приведет к уменьшению сумму займа. Кроме того, заявление Самрук-Казына о части дохода от выкупа облигаций Компании для подписания на другие доли в Компании увеличит акционерный капитал Компании на 111 млрд. тенге, хотя конечное воздействие вышеуказанных операций на общий капитал, скорее всего, отразит частичное возмещение из-за отмены дисконта на фиксированную стоимость облигаций Компании и облигаций С-К. Если конечный спад в сумме денежных средств, эквивалента денежных средств и краткосрочных финансовых активов и являющийся результатом вышеуказанных операций рост акционерного капитала можно легко высчитать, то рост долгосрочных финансовых активов и общего капитала, а также уменьшение суммы займа нельзя высчитать, пока Компания не определит надлежащий коэффициент дисконтирования для конечной обработки счетов.

- 24 июля 2006 года была произведена уступка договора РД КМГ о купле-продаже сырой нефти на сумму 650,0 млн. долларов США, который был первоначально заключен с компанией «Utexam Limited» 16 августа 2004 года, в пользу «BNP Paribas (Suisse) S.A.» До уступки 24 июля 2006 года, на суммы, заимствованные по указанному договору, начислялся процент по ставке ЛИБОР плюс 1,75% годовых, и при осуществлении указанной уступки в договор также были внесены поправки о снижении процентной ставки до ЛИБОР плюс 1,1% годовых. Сумма, заимствованная по указанному договору, была полностью погашена в 2009 году.

- В декабре 2009 года Credit Suisse рефинансировал свой заем, предоставленный в пользу «КТГ-Тбилиси» и гарантированный совместно КТГ и ИЦА, который был первоначально предоставлен 27 февраля 2007 года на сумму, эквивалентную 50 млн. долларов США. На протяжении 2009 года компания «КТГ-Тбилиси» нарушила некоторые обязательства в отношении первоначального займа. По рефинансированному займу начисляется вознаграждение по ставке ЛИБОР плюс 7,3% годовых, срок погашения – февраль 2014 года. В связи с рефинансированием Компания подписала соглашение о субучастии, в соответствии с которым права и обязательства «КТГ-Тбилиси» по рефинансированному займу были переданы в пользу КТГ. На 30 июня 2010 года, КТГ соблюдал все обязательства в отношении первоначального рефинансирования, непогашенная основная сумма составляет 40 миллионов долларов США.

Основные долговые обязательства неконсолидированных совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций

В дополнение, несмотря на то, что они не консолидированы с заимствованиями Компании, некоторые совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации Компании и ее дочерних организаций имеют значительные долговые обязательства, описанные ниже:

- 15 апреля 2009 года MIBV заключило Кредитный договор с ММГ на сумму 3,0 млрд. долларов США, предусматривающий безоборотное финансирование под обеспечение в виде залога акций ММГ и акций MIBV. Вознаграждение по Кредиту ММГ начисляется по одномесячной ставке ЛИБОР плюс 3,5%, срок погашения – 31 мая 2019 года.

- В октябре 2008 года АГП заключило с китайским банком договор синдицированного займа на сумму 7,5 млрд. долларов США с целью финансирования строительства Азиатского газопровода. Вознаграждение по займу начисляется по ставке ЛИБОР плюс 2,15% годовых, срок погашения – 22 октября 2023 года.

- 12 августа 2008 года ТКК заключило кредитное соглашение сроком на 10 лет на сумму 1,18 млрд. долларов США с возможным продлением на пять дополнительных лет. Целью указанного кредитного соглашения является финансирование строительства трубопровода Кенкияк – Кумколь. ТКК имело право произвести выборку кредита четырьмя траншами (три из которых использованы ТКК в 2008 году). На заимствованные в рамках данного кредитного соглашения средства начисляется вознаграждение по шестимесячной ставке ЛИБОР плюс 2% годовых. Кредит выдан под гарантию CNPC. На 30 июня 2010 года непогашенная основная

сумма по кредиту составляла 950 млн. долларов США. ТКК намерено использовать оставшиеся 50 млн. долларов США кредита в 2010 году на финансирование модернизации инфраструктуры трубопровода Кенкияк – Кумколь.

Некоторые положения и условия долговых обязательств

Дополнительно, по состоянию на 31 декабря 2009 года дочерние организации, совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации Компании также выпустили следующие облигации в соответствии с облигационным соглашением на стандартных рыночных условиях: (i) облигации с плавающей ставкой на сумму 1 374,5 млн. долларов США выпущены 5 июля 2006 года компанией «KazMunaiGaz PKI Finance B.V.» со сроком погашения в 2016г. (ii) облигации на сумму 1 100 млн. долларов США со ставкой 6,124% выпущены компанией «Tengizchevroil Finance Co. S.AR.L.» 16 ноября 2004 года под гарантию ТШО, (iii) облигации на сумму 2 200 млн. долларов США со ставкой 6,124% и сроком погашения в 2014г, выпущены компанией «Tengizchevroil Finance Co. S.AR.L.» 16 ноября 2004 года под гарантию ТШО, (iv) облигации на сумму 600 млн. долларов США со ставкой 6,375% и сроком погашения в 2017г. выпущены компанией «Intergas Finance B.V.» 14 мая 2007 под гарантию ИЦА, в феврале 2009 года непогашенная основная сумма по ним уменьшилась до 540 млн. долларов США, когда «Intergas Finance B.V.» выкупила и погасила 60 млн. долларов США основной суммы указанных облигаций; (v) облигации на сумму 250 млн. долларов США со ставкой 6,875% и со сроком погашения в 2011г. выпущены компанией «Intergas Finance B.V.» 11 ноября 2007 под гарантию ИЦА и КТГ, основная сумма долга по которым снизилась до 178 948 000 долларов США в декабре 2008 г, когда «Intergas Finance B.V.» выкупила и погасила 71 052 000 долларов США основной суммы облигаций, (vi) облигации на сумму 300 млн. долларов США сроком погашения в 2019г. выпущены компанией «KCP Finance B.V.» 22 декабря 2004 года под ограниченную гарантию KCP и CNPC, со ставкой 7% до 12 февраля 2013 года и 8,8% на оставшийся период до полного погашения и (vii) облигации на сумму 300 млн. долларов США с погашением в 2020г. выпущены компанией «KCP Finance B.V.» 23 сентября 2005 года под ограниченную гарантию KCP и CNPC, со ставкой 7% в первые 4 года и 8,8% на оставшийся период до полного погашения.

Долговые обязательства дочерних организаций, совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций Компании содержат стандартные рыночные условия, включая определенные финансовые обязательства и иные ограничительные условия. Например, в соответствии с условиями Кредитного соглашения КМГ ПМ, Компания должна соблюдать ряд финансовых обязательств, включающих в себя поддержание (i) отношения консолидированной чистой задолженности к EBITDA на уровне не более 3,5:1, (ii) отношения консолидированной чистой задолженности «существенных дочерних организаций» (как определено в Кредитном соглашении КМГ ПМ), за исключением финансовой задолженности, гарантированной Компанией, к EBITDA на уровне не более 2,5:1 и (iii) отношения чистого консолидированного долга к чистой капитализации на уровне не более 50%. По двум другим договорам займа, стороной которых является Компания, предусмотрены аналогичные финансовые обязательства.

Следующая таблица отражает сроки погашения долгосрочных обязательств Компании по состоянию на 30 июня 2010 года:

Год, в котором наступает срок оплаты	Сумму оплаты *(в млрд. тенге)*
2010 (оставшаяся часть)	264,9
2011	359,0
2012	67,0
2013	272,7
2014 и далее	1 015,0

Краткосрочные займы Компании (включая текущую часть долгосрочной кредиторской задолженности) увеличились до 532,5 млрд. тенге по состоянию на 30 июня 2010 года в сравнении с 452,7 млрд. тенге по состоянию на 31 декабря 2009 года. Увеличение наблюдалось в основном вследствие погашения по графику двух платежей в размере 833 млн. долларов США в рамках

Кредитного соглашения КМГ ПМ на сумму 2,5 млрд. тенге и вышеописанной операции обратной покупки.

Средневзвешенная ставка вознаграждения по займам Компании с фиксированной процентной ставкой снизилась до 9,34% по состоянию на 30 июня 2010 года с 9,69% по состоянию на 31 декабря 2009 года, в то время как средневзвешенная ставка вознаграждения по займам Компании с плавающей процентной ставкой выросла до 4,25% по состоянию на 30 июня 2010 года года по сравнению с 3,27% по состоянию на 31 декабря 2009 года. Такое увеличение средневзвешенная ставка вознаграждения по займам с плавающей процентной ставкой, отражает изменение в ставке на займ 50 миллионов долларов США, предоставленный КТГ Credit Suisse от ЛИБОР +2% до ЛИБОР +7,3%; по новому займу от АО «RBS (Казахстан)» КТГ на сумму 50 миллионов долларов США по ставке ЛИБОР +3%; также увеличение самой ЛИБОР на 0,5%, и переклассификация местных облигации на 190 млрд. тенге под ЛИБОР +8,5%, листингованных на KASE с фиксированной ставки на 31 декабря 2009 года на плавающую процентную ставку на 30 июня 2010 года.

Средневзвешенная ставка вознаграждения по займам Компании с фиксированной процентной ставкой увеличилась до 9,69% по состоянию на 31 декабря 2009 года с 8,40% по состоянию на 31 декабря 2008 года, в то время как средневзвешенная ставка вознаграждения по займам Компании с плавающей процентной ставкой снизилась до 3,27% по состоянию на 31 декабря 2009 года по сравнению с 4,56% по состоянию на 31 декабря 2008 года.

Компания планирует финансирование своих предусмотренных на 2010 год капитальных затрат, в основном, за счет долгосрочных заимствований, заключая, там где это возможно, договоры безоборотного финансирования с партнерами по совместным предприятиям, снижая процент своего обеспеченного долга и расходов, связанных с такими долговыми обязательствами. Данная деятельность связана с попыткой Компании улучшить результаты операционной деятельности и смягчить последствия текущих экономических условий для своей деятельности путем уменьшения краткосрочных заимствований.

Основные принципы бухгалтерского учета и оценки

Финансовая отчетность за 2009 год была подготовлена в соответствии с МСФО. Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО требует от руководства Компании сделать выбор соответствующих принципов учетной политики, раскрыть оценки и допущения, влияющие на предоставляемые данные по активам, обязательствам, прибыли и расходам, а также раскрыть условные активы и обязательства. Детальное описание учетной политики Компании см. в Примечании 3 к Финансовой отчетности за 2009 год. Выбор руководством необходимой учетной политики и составление расчетов и предположений включает в себя суждения и неопределенности, что приводит к тому, что существует обоснованная вероятность, что при других обстоятельствах или при иных допущениях данные, содержащиеся в отчетности, могли бы быть совершенно другими, и фактические данные могут отличаться от этих расчетов. Ниже приводится краткий обзор наиболее важных расчетов и суждений, требующихся от руководства Компании. См. Примечание 4 к Финансовой отчетности за 2009 год.

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором для Компании при расчете износа, истощения и амортизации (далее – «**ИИА**»). Компания подсчитывает запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества инженеров-нефтяников (далее – «**SPE**»). При оценке запасов по методике SPE, Компания использует долгосрочные плановые цены. Используя плановые цены для подсчета доказанных запасов, Компания устраняет воздействие нестабильности, присущей при использовании спотовых цен на конец года. Руководство Компании считает, что предпосылки для долгосрочных плановых цен в большей мере согласуются с долгосрочным характером деятельности по разведке и добыче, и предоставляет более подходящую основу для оценки запасов нефти и газа. Все оценки запасов включают в себя некоторую долю неопределенности. Такая неопределенность зависит, в основном, от объема достоверных геологических и технических данных, имеющихся в наличии на момент оценки и обработки этих данных.

Относительная степень неопределенности может быть передана путем разнесения запасов по одной или двум основным категориям, как доказанных, так и недоказанных. Доказанные запасы с

большей степенью вероятности перейдут в разряд извлекаемых, чем недоказанные, и в дальнейшем, могут подразделяться на освоенные и неосвоенные запасы в целях обозначения постепенно возрастающей неопределенности в отношении их извлекаемости. Доказанные запасы Компании почти в основном состоят из доказанных освоенных запасов. Оценки проверяются и пересматриваются ежегодно. Проверка связана с оценкой или повторной оценкой уже имеющихся геологических, промысловых данных или данных коллекторов, поступлением новых данных или изменением в предпосылках основных цен.

Оценка запасов может быть также пересмотрена в связи с проектами повышения добычи, изменениями в уровне добычи или изменениями стратегии освоения. Доказанные освоенные запасы используются для подсчета единичного дебита для ИИА. Компания включила в доказанные запасы только те объемы, которые будут извлекаться в течение срока действия лицензии. Это объясняется неопределенностями в плане результатов возобновления лицензии ввиду того, что решение по данному вопросу оставляется исключительно на усмотрение Правительства. Увеличение срока действия лицензии Компании и соответствующее увеличение включаемых в отчетность запасов, как правило, ведет к снижению затрат ИИА и может оказать существенное влияние на доходы. Снижение уровня доказанных освоенных запасов ведет к увеличению расходов ИИА (при условии, что добыча осуществляется на постоянной основе), снижению доходов, а также, возможно, к немедленному списанию балансовой стоимости имущества. Учитывая относительно небольшое число эксплуатируемых месторождений, существует возможность того, что любые, происходящие от года к году изменения в оценке запасов могут существенно повлиять на прогнозные расходы по ИИА.

Обязательства по выбытию основных средств

Согласно условиям отдельных договоров, а также положениям законодательных и нормативных актов Компания имеет обязательства по ликвидации и консервации материальных активов и восстановлению земли на каждом производственном участке. В частности, обязательство Компании относится к консервации на постоянной основе всех непродуктивных скважин и окончательному прекращению деятельности, например, удаление труб, зданий, строений и рекультивация контрактных территорий. Так как условия лицензии не могут быть расширены по усмотрению Компании, датой исполнения обязательств по окончательной консервации считается окончание периода каждой лицензии. Если обязательства по выбытию основных средств должны быть установлены в конце экономического срока службы собственности, установленное обязательство может быть значительно увеличено в связи с включением всех затрат на закрытие и ликвидацию. Объем обязательств Компании по финансированию ликвидации и консервации скважин зависит от условий соответствующих контрактов и действующего законодательства. Если ни контракты, ни законодательство не включают четко выраженное обязательство по принятию на себя обязанностей или финансированию такой заключительной ликвидации и консервации в конце срока действия лицензии, то никакое обязательство не будет иметь силу. При формировании такого определения существует некоторая неопределенность, и требуется серьезное решение. Оценка руководством Компании наличия или отсутствия таких обязательств может меняться в связи с изменениями в политике и практике Правительства или в местной отраслевой практике.

Компания рассчитывает обязательства по выбытию основных средств отдельно по каждому контракту. Сумма обязательств представляет собой текущую стоимость оцененных затрат, которые потребуются для выполнения обязательства, откорректированных с учетом ожидаемой инфляции и дисконтированных с использованием средних долгосрочных безрисковых процентных ставок для внутреннего долга развивающегося рынка, откорректированных с учетом риска, свойственного для казахстанского рынка.

Компания рассматривает провизии на восстановление участков на каждую дату бухгалтерского баланса и корректирует их для отражения текущей наилучшей оценки в соответствии с Комитетом по интерпретации МСФО 1 «Изменения в обязательствах по ликвидации, консервации и других подобных обязательствах». Оценка будущих расходов на ликвидацию и консервацию включает значительные допущения и решения руководства Компании. Большинство этих обязательств относятся к периодам, которые наступят спустя много лет и, кроме того при неопределенности в законодательных требованиях, оценка Компании может зависеть от изменений в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике. Неопределенности в отношении затрат по

окончательному завершению деятельности смягчаются эффектами дисконтирования ожидаемых денежных потоков. Руководство Компании оценивает будущие затраты ликвидации скважины, используя цены текущего года и среднюю долгосрочную ставку инфляции.

Долгосрочный уровень инфляции и дисконтная ставка, которые использовались для определения размера обязательств на балансе компаний группы по состоянию на 31 декабря 2009 года, находись в диапазоне от 2,0% до 5,0% и от 6,3% до 12,0% соответственно (2008 год: от 2,0% до 5,5% и от 6,0% до 12,0%).

Экологическая реабилитация

Руководство Компании также принимает решения и оценивает суммы на создание резервов по обязательствам природовосстановления. Затраты на охрану окружающей среды капитализируются или признаются в качестве расходов в зависимости от их будущей экономической выгоды. Затраты, которые относятся к существующим условиям, вызванным прошлыми операциями, и которые не имеют будущей экономической выгоды, относятся на счет расходов.

Обязательства определяются исходя из текущей информации о затратах и ожидаемых планах для ликвидации последствий и записываются без учета инфляции, если сроки процедур не были согласованы с уполномоченными органами. Созданный Компанией резервный фонд на экологическую реабилитацию представляет собой наилучшую оценку руководства, исходя из независимой оценки ожидаемых расходов, необходимых для соблюдения Компанией существующих нормативных требований в Казахстане. В соответствии с меморандумом о взаимопонимании, подписанным РД КМГ с МЕР в июле 2005 года, Компания согласилась взять на себя ответственность за ликвидацию последствий определенных загрязнений почвы и размещения нефтяных отходов, относящихся к добыче нефти до начала производства. По состоянию на дату настоящего Базового проспекта, объем и график реализации мероприятий по ликвидации последствий не были формально согласованы с Правительством. Соответственно, обязательства не были дисконтированы. Так как первоначальные условия обязательств не были установлены и руководство обоснованно предполагает, что план ликвидации последствий, согласованный с уполномоченными органами на весь период до десяти лет, будет реализован, Компания классифицировала это обязательство как внеоборотное, кроме части расходов, которые, по предположениям Компании, будут понесены в 2010 году. В случае создания резерва на покрытие обязательств по экологической реабилитации фактические расходы могут отличаться от прогнозных в связи с изменениями в законодательстве и нормативной базе, ожиданиях общественности, исследовании и анализе условий участка и изменениями в технологии очистки. Более подробно неопределенные факторы по обязательствам об экологической реабилитации описаны в Примечании 36 к Финансовой отчетности за 2009 год. Движение провизий, созданных для покрытия обязательств по экологической реабилитации, раскрыто в Примечании 20 к Финансовой отчетности за 2009 год.

Активы по отложенному налогу

Активы по отложенному налогу признаются для всех налоговых льгот и неиспользованных налоговых убытков в том случае, если имеется возможность, что налогооблагаемая временная разница и хозяйственная природа таких расходов будут доказаны. Требуется серьезное решение со стороны руководства Компании для определения суммы активов по отложенному налогу, которая может быть признана, исходя из возможных сроков и уровня будущих налогооблагаемых доходов, вместе с будущими стратегиями налогового планирования. Текущая стоимость активов по отложенному налогу на 30 июня 2010 года составила 12,3 млрд. тенге, на 31 декабря 2009 году составила 12,7 млрд. тенге, по сравнению с 4,1 млрд. тенге в 2008 году. См. Примечание 31 к Финансовой отчетности за 2009 год.

Налогообложение

Налогооблагаемый доход исчисляется в соответствии с Налоговым кодексом 2009 года. Компания начисляет и оплачивает корпоративный подоходный налог по ставке 20% от налогооблагаемого дохода за 2009 год. В ноябре 2009 года Правительство Республики Казахстан приняло законодательные акты, отсрочившие первоначально принятое поэтапное снижение ставок

корпоративного подоходного налога в 2010 и 2011 годах до 17,5% и 15%, соответственно. Согласно внесенным изменениям и дополнениям, ставки корпоративного подоходного налога будут снижены до 17,5% в 2013 году и до 15% начиная с 2014 года. Вышеупомянутые законодательные акты также отсрочили первоначально принятое увеличение налога на добычу полезных ископаемых на 1% в 2010 году и еще на 1% в 2011 году. В результате, ставки 2009 года будут оставаться в силе по 2012 год, а повышение произойдет в 2013 и 2014 годах, соответственно. Таким образом, в соответствии с Налоговым кодексом 2009 года с изменениями и дополнениями, новый налог на добычу полезных ископаемых, привязанный к мировой цене на нефть, умноженной на объемы добытых соответствующим предприятием нефти и газа, без вычетов, взимается по следующим ставкам: от 5 до 18% в 2009, 2010, 2011 и 2012 годах, от 6 до 19% в 2013 году и от 7 до 20% в 2014 году. При продаже сырой нефти и газового конденсата на нефтеперерабатывающие предприятия в Казахстане, вышеупомянутые ставки налога на добычу полезных ископаемых умножаются на коэффициент 0,5.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, фактическая ставка налога в виде процента от чистого дохода до уплаты налога составляла 26,8% (по сравнению с 39,3% за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года). В 2009 году фактическая ставка налога в виде процента от чистого дохода до уплаты налога составляла 48,7%. В соответствии с Налоговым кодексом 2009 года налог на сверхприбыль рассматривается как налог на доход и включается в состав расходов на уплату подоходного налога. На все периоды после 31 декабря 2009 года, Компанией был начислен и уплачен налог на сверхприбыль, основанный на доходах и вычитаемых расходах, определяемых по каждому месторождению в соответствии с Налоговым кодексом 2009 года, и колеблется от 0 до 60%, исходя из соотношения доходов и расходов по каждому месторождению.

Отложенный налог исчисляется применительно как к корпоративному подоходному налогу, так и к налогу на сверхприбыль. Отложенные корпоративный подоходный налоги налог на сверхприбыль исчисляются по временной разнице по ожидаемым ставкам, введенным в действие 1 января 2009 года. Налоговым кодексом 2009 года. Налоговая база по отложенному корпоративному подоходному налогу и налогу на сверхприбыль рассчитывается в соответствии с требованиями налогового законодательства, введенного в действие Налоговым кодексом 2009 года, как это описывается в Примечании 31 к Финансовой отчетности за 2009 год.

При оценке налоговых рисков руководство Компании рассматривает как возможные обязательства отдельные налоговые позиции, которые Компания не планирует обжаловать или не считает, что они могут быть успешно обжалованы, если такие суммы будут начислены налоговыми органами. Такие решения по своей природе требуют серьезного рассмотрения и могут впоследствии пересматриваться ввиду изменений в налоговом законодательстве и правилах, внесения поправок в налоговые условия Контрактов на недропользование Компании, вынесения решений по существующим судебным налоговым спорам, а также результатов налоговых проверок, которые ведутся в настоящее время налоговыми органами. См. Примечание 36 к Финансовой отчетности за 2009 год.

Справедливая стоимость активов и пассивов, приобретаемых при объединении компаний

Компания обязана отдельно указывать, на дату их приобретения, поддающиеся учёту активы, обязательства и условные обязательства, приобретенные или принятые на себя при объединении компаний по их справедливой стоимости, что предполагает установление оценочных значений. Такие оценки основываются на оценочных методиках, требующих больших знаний по прогнозированию будущих финансовых потоков и определению других допущений. В 2009 году Компания приобрела доли в ММГ, Павлодарском НПЗ, КПВ и Каспийском трубопроводе, и к 31 декабря 2009 года не успела окончательно определить справедливую стоимость поддающихся учёту активов и обязательств приобретенных ею предприятий и, соответственно, указала стоимость приобретений по предварительной оценке. Завершение определения справедливой стоимости в 2010 году может привести к значительным корректировкам отраженных сумм поддающихся учёту активов, обязательств и условных обязательств. На 30 июня 2010 года, в связи с приобретением Павлодарского ПНХЗ была проведена оценка окончательной справедливой стоимости, в результате чего надвижимость, машины и оборудование были переоценены на 104.1 млрд. тенге, и соответственно, обесценение гудвилла до 88,6 млрд. тенге. См. раздел «*Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании. – От Компании может потребоваться показать значительное сокращение поступлений, если она должна будет произвести переоценку гудвилла или*

других нематериальных активов в результате изменений в допущениях, на которых основывалась зарегистрированная стоимость определенных активов».

Раскрытие количественной и качественной информации о рыночных рисках

Компания осуществляет деятельность в высоко конкурентной отрасли и сталкивается с сильной конкуренцией в части заключения новых Контрактов на недропользование, привлечении квалифицированного персонала и рынков экспорта сырой нефти и нефтепродуктов.

Компания подвержена рискам, связанным с запасами и добычей, оценкой запасов нефти и газа, природоохранным законодательством Казахстана, ценами на сырую нефть, газ и нефтепродукты, иностранной валютой, ликвидностью, кредитами, процентными ставками, налогообложением, а также другим рискам. Компания не использует финансовые инструменты, такие как форвардные контракты по обмену иностранных валют, валютные опционы, свопы процентных ставок и международные товарные соглашения, чтобы управлять этими рыночными рисками.

Запасы и добыча

Способность Компании приобретать нефтяные и газовые запасы является одним из ключевых факторов ее успеха. Новые участки приобретаются путем совершения сделок купли-продажи или получения новых Контрактов на недропользование. Компания проводит активную политику приобретений, следуя своим инвестиционным критериям. Компания считает, что у нее имеются хорошие возможности для дальнейшего успешного развития, принимая во внимание ее постоянное присутствие в нефтегазовой отрасли Казахстана, учитывая, в том числе, имеющееся у нее преимущественное право на заключение всех Контрактов на недропользование, ее совместную работу с Правительством и наличие у ее достаточных финансовых возможностей для осуществления сделок.

Другим ключом к успеху является способность Компании разрабатывать свои запасы. Компания ввела и продолжает использовать западную технологию при разработке запасов. Компания имеет финансовые ресурсы для приобретения и внедрения этой технологии, но при этом участвует в конкурентной борьбе за квалифицированный и обученный персонал, необходимый для наиболее полного использования этой технологии. Компания решает эту проблему путем предложения своим работникам конкурентоспособного вознаграждения и осуществления найма сотрудников в различных странах мира.

Оценка нефтегазовых запасов

Процесс оценки нефтегазовых запасов Компании сложен и требует значительных допущений и решений при оценке инженерной, геологической, геофизической и финансовой информации. Ежегодно Компания получает оценки запасов от группы профессионального инженерного персонала Компании, подготовленные в соответствии с казахстанской методологией и независимыми оценками для некоторых ее филиалов и совместных предприятий в соответствии с PRMS, включая отчет GCA для РД КМГ. Эти оценки запасов могут существенно варьироваться от года к году под влиянием целого ряда факторов, в том числе развития экономических условий, в которых Компания осуществляет деятельность. В результате этого, несмотря на все разумные усилия, прилагаемые в процессе оценки, оценка запасов Компании может периодически существенно меняться.

Природоохранное законодательство Казахстана

Порядок применения природоохранных норм и правил в Казахстане находится в процессе становления и подвержен изменениям. Штрафы за нарушения природоохранного законодательства Казахстана могут быть очень значительными. Потенциальные обязательства, которые могут возникать в результате более строгого применения существующих норм и правил, судебные споры или изменения в законодательстве не могут быть надлежащим образом оценены. По мнению руководства Компании, помимо обсуждаемых здесь непредвиденных обстоятельств и обязательств, раскрытых в Примечании 16 к Промежуточной Финансовой отчетности за 2010 год и Примечании 20 к Финансовой отчетности за 2009 год, исходя из существующей нормативно-правой базы, никаких вероятных или возможных природоохранных обязательств, которые могли бы оказать существенное

неблагоприятное воздействие на финансовое состояние Компании, отчёт о совокупном доходе или на движение денежных средств не существует.

В июне 2007 года и марте 2008 года территориальное управление ООС по Атырауской области начало отдельные разбирательства против ТШО в связи с предполагаемым нарушением природоохранного законодательства, вызванным хранением серы на Тенгизском месторождении ненадлежащим образом. В результате указанных разбирательств, к ТШО были применены штрафы в размере 307 млн. долларов США в ходе разбирательства в 2007 году и 307 млн. долларов США в ходе разбирательства в 2008 году. В ноябре 2007 года ТШО уплатила сумму штрафа по решению 2007 года, опротестовав при этом решение суда, и в дальнейшем будет продолжать процедуру обжалования с помощью всех имеющихся средств защиты. ТШО не оплачивала штраф по решению 2008 года, но начала переговоры с Правительством об отмене штрафа. В апреле 2009 году Министерство нефти и газа и ТШО заключили соглашение по сере, согласно которому (i) процессы, касающиеся начисления штрафов в 2007 и 2008 годах, были прекращены; (ii) ТШО будет полностью возмещена сумма административного штрафа в размере 342 млн. долларов США, уплаченного ТШО в 2007 году, посредством зачета в счет обязательств ТШО по роялти до октября 2014 года, а штраф, начисленный в 2008 году полностью отменён; и (iii) ТШО построит соответствующие хранилища для серы и реализует некоторые другие социальные программы. См. раздел «*Факторы риска – факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Нефть, добываемая на некоторых месторождениях Компании, имеет высокое содержание серы, которая производится в больших объемах в качестве побочного продукта, и которая требует обращения с учетом экологических факторов*».

В ноябре 2008 года ТШО получила от Атырауского налогового департамента уведомление о том, что ТШО якобы занизила в отчетности объемы серы за 2004-2006 годы. В уведомлении содержалось требование о подаче ТШО исправленных налоговых деклараций за вышеуказанные периоды с расчетом объемов на кумулятивной основе. В декабре 2008 года уведомление было обжаловано ТШО. С Правительством ведутся переговоры в целях урегулирования спора. Кроме того, в 2008 году, в связи со случаями сжигания газа на факелах были начислены и уплачены ТШО суммы, в общей сложности, составившие 60 млн. долларов США. По мнению руководства ТШО, разрешение этих вопросов не будет иметь существенного влияния на финансовое состояние и операционные показатели ТШО.

Более подробные сведения о природоохранном законодательстве Казахстана приводятся в разделе «*Охрана окружающей среды, охрана труда и техника безопасности*».

Риски, связанные с ценами на сырую нефть, газ и нефтепродукты.

Операционные показатели и финансовое состояние Компании зависят существенным образом от существующих цен на сырую нефть, газ и нефтепродукты. Исторически, цены на сырую нефть колебались в широком диапазоне по многим причинам, включая следующие:

- мировая и региональная поставка и спрос, и ожидания будущего спроса и предложения на сырую нефть и нефтепродукты;
- изменения в геополитике и геополитическая неопределенность;
- погодные условия и природные катаклизмы;
- доступ к трубопроводам, железным дорогам и другим средствам транспортировки сырой нефти, газа и нефтепродуктов;
- цены и доступность альтернативного топлива;
- возможности членов ОПЕК и других стран, производящих сырую нефть по установлению и поддержанию указанных уровней добычи и цен;
- политические, экономические и военные события в Казахстане, соседних странах и других регионах, производящих нефть, в особенности на Ближнем Востоке;
- нормы, правила и меры правительства Казахстана и иностранных правительств, включая ограничения экспорта и налоги;
- рыночная неопределенность и спекулятивные действия; и

- глобальные и региональные экономические условия.

Значительный объем сырой нефти и нефтепродуктов Компании продаются на спотовом рынке или по краткосрочным контрактам по ценам, чувствительным к рынку. Рыночные цены на экспортные продажи сырой нефти и нефтепродуктов зависят от изменчивых тенденций движения цен на рынке товарных фьючерсов. По данным Управления по энергетической информации Министерства энергетики США (EIA) средняя месячная цена сырой нефти марки Brent составила в декабре 2008 года около 40 долл. США за баррель, т.е. на 70% меньше, чем в июле 2008 года (133 долл. США за баррель). В 2009 году цены в целом выросли до 74 долл. США за баррель по состоянию на декабрь 2009 года, что составило увеличение на 75% по сравнению ценами декабря 2008 года. В течение 2010 года цены на нефть варьировались в пределаз 80 долларов США за баррель. См. раздел «*Основные факторы, оказывающие влияние на результаты финансово-хозяйственной деятельности – Изменения в ценах на сырую нефть и нефтепродукты*». Средние цены продаж могут отличаться от указанных рыночных цен в силу эффекта от неравномерных распределений объемов во время периода, различий в качестве, разных сроках доставки по сравнению с приводимыми базовыми оценками, разными условиями на местных рынках и от других факторов. При этом, однако, продажные цены на экспортную сырую нефть значительно выше, чем внутренние цены. За исключением РД КМГ, которая недавно заключила ряд деривативных контрактов в целях хеджирования рисков, связанных с изменениями в ценах на нефть, применительно к некоторой части своей добычи, Компания не использует финансовые инструменты для хеджирования своей добычи, чтобы снизить воздействие ценовых рисков. См. раздел «*Изменения в ценах на сырую нефть и нефтепродукты*».

См. раздел «*Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Изменение цен на сырую нефть, которые исторически являются волатильными и зависят от множества независящих от Компании факторов, приводит к существенному колебанию доходов и чистой прибыли Компании*».

Валютный риск

Основной риск Компании, связанный с обменным курсом валют, состоит в изменениях обменного курса доллара США по отношению к тенге и, в значительно меньшей степени, по отношению к другим валютам. После того, как в апреле 1999 года НБК установил плавающий обменный курс тенге, колебания курса национальной валюты были значительными, несмотря на то, что за последние десять лет, до своей недавней девальвации, проведенной НБК в феврале 2009 года, курс тенге, как правило, рос по отношению к доллару США. Однако 4 февраля 2009 года НБК девальвировал тенге на 18% по отношению к доллару США; в известной степени причиной девальвации явилось давление на платёжный баланс Казахстана в результате падения цен на сырьевые товары (в частности на нефть и газ). Девальвацией тенге также преследовалась цель повысить экспортную конкурентоспособность казахстанских товаров. По состоянию на 31 декабря 2009 года официальный курс тенге к доллару США, установленный НБК, составлял 148,36 тенге за 1 доллар США, отражая падение курса тенге к доллару США на 22,8% в сравнении с 31 декабря 2008 года. См. раздел «*Факторы риска – Факторы риска, относящиеся к Республике Казахстан – В феврале 2009 года НБК девальвировал тенге на 18%. Дальнейшая девальвация тенге может оказать неблагоприятное воздействие, как на Компанию, так и на общественные финансы и экономику Республики Казахстан*». 30 декабря 2009 года Председатель НБК Григорий Марченко объявил о продлении действия валютного коридора в отношении обменного курса тенге к доллару США до 20 марта 2011 года. НБК может по своему усмотрению отменить или изменить коридор. На 29 октября 2010 года, официальный курс тенге к доллару США, опубликованный на KASE составлял 147,57 тенге за один доллар США.

Большинство поступлений Компании, а также балансы дебиторской задолженности деноминированы в долларах США, в то время как значительная часть расходов Компании на сбыт продукции выражается в тенге.

В том, что касается доходов, все экспортные доходы Компании, включая экспорт сырой нефти и нефтепродуктов, выражаются в долларах США или соотносятся с деноминированными в долларах США ценами на сырую нефть и нефтепродукты.

На 30 июня 2010 года 10 524,6 млн. долларов США (1 552,0 млрд. тенге) задолженности Компании были выражены в долларах США (что составляет 78,4% от общей задолженности Компании на указанную дату в размере 13,417.2 млн. долларов США (1 978,5 млрд. тенге). На 31 декабря 2009 года 9 446,9 млн. долларов США (1 401,5 млрд. тенге) задолженности Компании были выражены в долларах США (что составляет 76,3% от общей задолженности Компании на указанную дату в размере 12 386,6 млн. долларов США (1 837,7 млрд. тенге). Падение курса доллара по отношению к тенге снижает в тенге стоимость обязательств Компании, выраженных в долларах США, а рост курса доллара по отношению к тенге увеличивает в тенге стоимость обязательств Компании, выраженных в долларах США. Поскольку отчетность Компании составляется в тенге, в случае увеличения курса доллара по отношению к тенге Компания несет убытки при пересчете в доллары США. См. раздел «*Влияние изменений обменных курсов на экспортные продажи и операционную прибыль*».

Компания не использует валютные контракты или форвардные контракты для управления рисками, связанными с изменением обменных курсов валют. Руководство Компании регулярно отслеживает валютные риски Компании, равно как и динамику обменных курсов, и их влияние на операционную деятельность Компании.

Риск ликвидности

Риск ликвидности возникает, когда сроки активов и обязательств не совпадают, в результате чего у Компании возникают сложности с мобилизацией средств для выполнения финансовых обязательств. Риск ликвидности может возникнуть в результате неспособности быстро продать финансовые активы по цене, близкой к приемлемой. По состоянию на 31 декабря 2009 года Компания имела положительный оборотный капитал, в основном в результате того, что краткосрочные активы превышали краткосрочные обязательства, а также ввиду двукратного увеличения дебиторской задолженности, краткосрочных финансовых активов и товарных запасов. Руководство Компании на регулярной основе отслеживает требования к ликвидности и считает, что у Компании имеется достаточно доступных средств для того, чтобы выполнять свои обязательства по мере их возникновения.

Кредитный риск

Финансовые инструменты Компании, которые потенциально подвергаются концентрациям кредитных рисков, в первую очередь состоят из дебиторской задолженности. Несмотря на то, что Компания может, в случае неисполнения контрагентами своих обязательств, понести убытки в размере вплоть до всей суммы договора, Компания не предполагает возникновения таких убытков. У Компании нет необходимости принимать в залог имущество в порядке обеспечения исполнения обязательств по финансовым инструментам, подверженных кредитным рискам. Несмотря на то, что на сбор этой дебиторской задолженности могут оказывать воздействие экономические факторы, влияющими на эти организации, Компания считает, что не существует существенного риска убытков помимо тех, на покрытие которых уже были сформированы резервы.

За исключением Газпрома, на долю которого пришлось 90% платежей ИЦА за транспортировку газа в первом полугодии, которое закончилось 30 июня 2010 года, и каждый год, закончившийся 31 декабря 2009 и 2008 гг. соответственно, концентрация кредитного риска по дебиторской задолженности ограничена в силу большого числа клиентов, включенных в базу клиентов Компании, и использования аккредитивов в случае большинства сделок купли-продажи. Страхование депозитов юридических лиц не предлагается финансовыми учреждениями, осуществляющими деятельность в Казахстане. Руководство Компании периодически проверяет кредитоспособность финансовых учреждений, в которых помещает свои депозиты.

Кроме того, Компания подвергается кредитному риску и риску недостатка ликвидности в связи с инвестиционной деятельностью, в первую очередь, ввиду размещения средств на депозитах в казахстанских банках. См. «*Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Серьезные финансовые трудности, с которыми столкнулась большая часть казахстанских банков, могли привести к потере значительных денежных депозитов Компании, размещенных в таких банках» и «Ликвидность и собственный капитал – Депозиты в казахстанских банках».*

Риск процентных ставок

Компания подвергается процентному риску по задолженности с плавающей процентной ставкой и, в меньшей степени, по задолженности с фиксированной процентной ставкой. По состоянию на 30 июня 2010 года совокупная основная сумма непогашенных кредитов и займов Компании равнялась 1 978,5 млрд. тенге, из которых на 1 312,0 млрд. тенге вознаграждение начисляется по фиксированной процентной ставке, а 666,5 млрд. тенге – по плавающей процентной ставке, главным образом определяемой, исходя из ставки ЛИБОР для депозитов в долларах США. По состоянию на 31 декабря 2009 года совокупная основная сумма непогашенных кредитов и займов Компании равнялась 1 837,7 млрд. тенге, из которых на 1 224,0 млрд. тенге вознаграждение начисляется по фиксированной процентной ставке, а 613,7 млрд. тенге – по плавающей процентной ставке, главным образом определяемой, исходя из ставки ЛИБОР для депозитов в долларах США. См. «*Долговые обязательства*».

Компания принимает долговые обязательства в общих корпоративных целях, включая финансовые капитальные затраты, финансовые приобретения и нужды в оборотных средствах. Восходящие колебания процентных ставок увеличивают стоимость нового долга и процентную стоимость текущих заимствований с переменной процентной ставкой. Колебания процентных ставок также могут привести к значительным колебаниям справедливой стоимости долговых обязательств Компании. Гипотетическое внезапное неблагоприятное изменение на 10 базисных пунктов процентной ставки, применимой к каждой категории финансовых обязательств с плавающей ставкой, имеющихся у Компании на 31 декабря 2009 года, приведет к дополнительным чистым затратам на выплату процентов на сумму 1 200 тыс. долл. США. Однородная категория обязательств определяется согласно валюте, в которой выражены финансовые обязательства, и допускает то же самое движение процентной ставки в пределах каждой однородной категории (например, доллар, тенге). При этом чувствительность Компании к снижениям процентных ставок и соответствующему увеличению справедливой стоимости задолженности Компании может оказать неблагоприятное воздействие на финансовые показатели и движение денежных средств Компании только в том случае, если Компания примет решение о выкупе или погашении иным образом всей или части своей задолженности, имеющей фиксированную ставку, по цене выше балансовой стоимости.

Налогообложение

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, эффективная ставка налога в виде процента от чистого дохода до уплаты налога составляла 26,8% (по сравнению с 39,3% за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года). Основной причиной уменьшения ставки в данный период было снижение уровня корпоративного налога на прибыль и налога на сверхприбыль, что частично компенсировалось увеличением уровня вычитаемого налога на дивиденды, оплачиваемого Компанией. Эффективная ставка налогообложения Компании, исчисляемая как процент от чистого дохода до вычета налога, составляла 48,7% и 34,3% в 2009 и 2008 годах, соответственно. Основной причиной увеличения ставки налогообложения в период между 2008 и 2009 годами явилось признание Компанией в 2009 году отложенного подоходного налога по нераспределенным дивидендам ТШО в размере 34,2 млрд. тенге, а также применение более высокой ставки налога на сверхприбыль в 2009 году в сравнении с 2008 годом. См. раздел *«Основные факторы, влияющие на результаты деятельности и ликвидность – Налогообложение – Отложенный налог у источника выплаты»*.

Казахстанское налоговое законодательство, нормы и правила зависят от продолжающихся изменений и меняющихся толкований. Нередки случаи, когда местные, региональные и государственные налоговые органы по-разному толкуют одно и то же положение. В настоящее время применяется довольно суровый режим штрафов и пени за сообщаемые и выявляемые нарушения налогового законодательства Казахстана. Штраф обычно составляет 50% от дополнительно начисленных сумм налога, а пеня устанавливается по ставке рефинансирования, установленной НБК, умноженной на 2,5. В результате таких мер, штрафы и пени могут доходить до многократных величин от начисленного налога. Налоговые периоды остаются открытыми для проверки налоговыми органами в течение пяти календарных лет, предшествующих году проверки. При определенных обстоятельствах проверки могут охватывать более длительные периоды. В силу неопределенностей, связанных с налоговой системой Казахстана, конечная сумма налогов, штрафов и процентов, если таковые имеются, может превышать сумму, списанную в расход к настоящему

времени и накопленную к 31 декабря 2009 года. По состоянию на 31 декабря 2009 года руководство Компании считает, что соответствующие законодательные нормы толкуются ею надлежащим образом и, вероятней всего, Компания удержит свои налоговые позиции, кроме как в тех случаях, по которым были сформированы резервы, или которые иным образом раскрыты в Примечаниях 4, 22 и 36 к Финансовой отчетности за 2009 год.

Внебалансовые статьи

По состоянию на 30 июня 2010 года у Компании не имелось никаких существенных внебалансовых статей. Компания формирует в отчетности резервы на покрытие всех признанных условных обязательств или иным образом представляет о них сведения в консолидированной финансовой отчетности. Кредитный риск, связанный с внебалансовыми финансовыми инструментами, определяется как возможность возникновения убытков в результате невыполнения другой стороной такого финансового инструмента своих договорных обязательств. По мнению руководства Компании, внебалансовые инструменты не имеют существенного значения для ее консолидированных операционных показателей и финансового состояния.

ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Общие сведения

Официальное наименование Компании – Акционерное общество «Национальная компания «КазМунайГаз», коммерческое наименование – АО «НК «КазМунайГаз». Компания учреждена в форме акционерного общества закрытого типа в соответствии с законодательством Республики Казахстан от 27 февраля 2002 года. В соответствии с Указом Президента Казахстана от 20 февраля 2002 года №811, несколькими последующими решениями уполномоченных государственных органов и отдельными соглашениями о передаче, Компания является правопреемником ЗАО «Национальная нефтегазовая компания «Казахойл» (далее – «**Казахойл**») и ЗАО «Национальная компания «Транспорт нефти и газа» (последние были ликвидированы при передаче Компании всех своих активов, включая доли в совместных предприятиях). Компания перерегистрирована в качестве акционерного общества в соответствии с Законом Республики Казахстан «Об акционерных обществах», свидетельство о перерегистрации №11425-1901-АО от 16 марта 2004 года.

Юридический адрес Компании: Казахстан, 010000, г. Астана, пр. Кабанбай Батыра, 19, телефон +7 (7172) 976 000.

Обзор

Компания является национальной нефтегазовой компанией Республики Казахстан, объединяющей вертикально-интегрированные предприятия по разведке и добыче, транспортировке, переработке и реализации, расположенные преимущественно в Казахстане. На основании данных Статагентства и внутренней информации Компании, руководство Компании полагает, что по объемам добычи на 30 июня 2010 года Компания являлась крупнейшим нефтедобывающим предприятием в Казахстане на консолидированной основе (включая пропорциональную долю совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций). По данным Статагентства и внутренней информации Компании, Компания также эксплуатирует крупнейшие по протяженности и пропускной способности нефте- и газопроводные сети в Казахстане. В дополнение к этому, Компания имела значительную или контрольную долю участия в каждом из трех основных нефтеперерабатывающих заводов в Казахстане, а также в крупном нефтеперерабатывающем заводе в Румынии. См. раздел «*Факторы риска – Риски, связанные с деятельностью Компании – Компания может потерять контроль над НПЗ Петромидиа или будет обязана заплатить значительную сумму в результате исковых действий правительства Румынии против «Rompetrol Rafinare» в связи с конвертируемыми облигациями Ромпетрола*».

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, объемы добычи Компании составили 10,3 млн. тонн сырой нефти (4,3 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) и 2,2 млрд. м^3 газа (0,4 млрд. м^3 за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) по сравнению с 8,6 млн. тонн сырой нефти (4,4 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) и 1,9 млрд. м^3 газа (0,4 млрд. м^3 за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года. Согласно внутренней информации Компании и информации, полученной из Статагентства, объемы добычи Компании по сырой нефти составили 26,2% и 23,2% от общих объемов добычи сырой нефти в Казахстане за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 и 2009 годов, соответственно.

В 2009 году, закончившемся 31 декабря, объем добычи Компании составил 18,2 млн. тонн (9,0 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) сырой нефти и 4,2 млрд. $м^3$ (0,9 млрд. $м^3$ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) природного газа, по сравнению с 17,1 млн. тонн (9,5 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) сырой нефти и 3,7 млрд. $м^3$ (1,3 млрд. $м^3$ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) газа в 2008 году, закончившемся 31 декабря. Согласно данным Статагентства и внутренней информации Компании, объем сырой нефти, добытой Компанией, составил 23,9% и 24,2% от общих объемов добычи сырой нефти в Казахстане в течение 6 месяцев, закончившихся 2009 и 2008 годах, соответственно.

На 30 июня 2010 года общая протяженность сетей трубопроводов для транспортировки сырой нефти, владельцем или оператором которых является Компания, составила 7 279 км, а общая протяженность сетей газопроводов, владельцем или оператором которых является Компания 12 577 км.

За шесть месяцев, закончившихся в 2010 году, общие объемы произведенных Компанией продуктов (нефте) переработки составили 8,1 млн. тонн (6,9 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях), соответственно.

В 2009 и 2008 годах общие объемы произведенных Компанией продуктов (нефте) переработки составили соответственно 12,0 млн. тонн и 10,2 млн. тонн (соответственно 10,1 млн. тонн и 8,2 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях).

Компания осуществляет подсчет своих запасов на основе Казахстанской методики, которая существенно отличается от международно признанных классификаций и методологий, установленных Стандартами PRMS и SEC. См. раздел *«Представление информации о финансовых резервах и другой информации – Информация по определенным резервам»*, особенно в отношении того, каким образом и в какой степени при подсчете запасов учитываются коммерческие факторы. Согласно данным, полученным на основе Казахстанской методики, на 31 декабря 2009 года, запасы Компании по сырой нефти категорий A+B+C1 составили 748,1 млн. тонн (359,0 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях), а запасы Компании по природному газу категорий A+B+C1 составили 102,2 млрд. $м^3$ (58,8 млрд. $м^3$ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях). См. раздел *«Нефтегазовая промышленность в Казахстане – Классификация запасов»*.

По состоянию на 31 декабря 2009 года обеспеченность Компании запасами сырой нефти категории A+B+C1 составляла 41,1 года (40,0 лет за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролирыемых предприятиях и ассоциированных организациях), а обеспеченность Компании по запасам природного газа была 24,2 года (63,6 года за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях). Обеспеченность запасами рассчитывается путем деления соответствующих запасов на

соответствующие объемы добычи. В 2009 году коэффициент восполнения запасов сырой нефти категорий A+B+C1 Компании (рассчитанный как отношение чистого объема новых доказанных запасов сырой нефти в тоннах к ежегодному объему добычи сырой нефти в тоннах) составил 439% (минус 22%, за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) в сравнении с 647% (641% за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях в 2008 году). Такое сокращение коэффициента восполнения запасов категорий A+B+C1 Компании в 2009 году по сравнению с 2008 годом произошло, главным образом, из-за более значительного эффекта от приобретения Компанией в 2008 году дополнительной доли участия в КСКП в размере 8,48% по сравнению с эффектом от приобретения Компанией 50% доли участия в ММГ в 2009 году.

На шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, общий доход Компании увеличился на 41,5% до 1 015,5 млрд. тенге с 717,6 млрд. тенге на период, закончившийся 30 июня 2009 года. Чистая прибыль Компании на шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, увеличился на 84,3% до 189,6 млрд. тенге с 102,9 млрд. тенге на период, закончившийся 30 июня 2009 года.

В 2009 году, закончившемся 31 декабря, совокупный доход Компании сократился на 15,7% до 1 589,5 млрд. тенге с 1 885,6 млрд. тенге в 2008 году, закончившемся 31 декабря. Чистая прибыль Компании в 2009 году сократилась на 51,3% до 190,6 млрд. тенге по сравнению с 390,1 млрд. тенге в 2008 году, закончившемся 31 декабря.

На 30 июня 2010 года, общая стоимость активов Компании составляет 5 448,6 млрд. тенге в сравнение с 5 126,0 млрд. тенге на 31 декабря 2009 года, и 5 126,0 млрд. тенге в сравнение с 3 906,7 млрд. тенге на 31 декабря 2008 года.

В таблице ниже указаны основные дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании, основные виды их деятельности и отдельная информация по состоянию на дату составления настоящего Базового проспекта:

Наименование и направление деятельности	Доля участия %	Описание деятельности
Активы по разведке и добыче		
АО «Разведка Добыча КазМунайГаз» (**РД КМГ**)[1]	61,36[2]	РД КМГ – основная дочерняя организация Компании, осуществляющая операции по наземной разведке и добыче, а также крупнейшая дочерняя организация Компании по запасам и добыче. РД КМГ осуществляет добычу нефти и газа на 46 нефтяных и газовых месторождениях в Западном Казахстане, в том числе на месторождении Узень, запасы которого на 31 декабря 2009 года составляли 21,0% от объема запасов сырой нефти Компании. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, объемы добычи РД КМГ составили 4,3 млн. тонн сырой нефти и 431,9 млн. м^3 газа, и в 2009 году, закончившемся 31 декабря, объемы добычи РД КМГ составили 9 млн. тонн сырой нефти и 924,4 млн. м^3 газа, а на 31 декабря 2009 года, по Казахстанской методике, запасы сырой нефти категорий A+B+C1 составили 231,1 млн. тонн, а запасы газа категорий A+B+C1 – 58 771 млн. м^3. • ТОО «СП «Казгермунай» – 50,00%: Казгермунай – совместно контролируемое предприятие между РД КМГ и PKI (через дочернюю организацию), каждая из которых владеет 50% долей участия. Казгермунай осуществляет разработку месторождения Акшабулак в Южном Казахстане. За шесть месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня, объемы добычи Казгермунай составили 0,8 млн. тонн сырой нефти и 128,6 млн. м^3 газа. В 2009 году, закончившемся 31 декабря, объемы добычи Казгермуная, относимые на счет РД КМГ, составили 1,6 млн. тонн сырой нефти и 260,4 млн. м^3 газа, а на 31 декабря 2009 года, по Казахстанской методике, запасы сырой нефти категорий A+B+C1, относимые на счет РД КМГ, составили 15,7 млн. тонн. • «ПетроКазахстан Инк.» – 33,00%: В декабре 2009 года РД КМГ завершила процесс приобретения у Компании 100%

		простых акций компании «КМГ ПКИ Файнэнс», которой, в свою очередь, принадлежит 33% доли участия в PKI. PKI – основная ассоциированная организация Компании, которая занимается разведкой и добычей нефти. Контрольное участие принадлежит Китайской национальной нефтедобывающей корпорации (China National Petroleum Corporation, далее – CNPC). PKI занимается разработкой пяти месторождений в Южном Казахстане. За шесть месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня, объёмы добычи PKI составили 1,0 млн. тонн сырой нефти и 153,0 тыс. м^3 газа, а в 2009 году, закончившемся 31 декабря, объемы добычи PKI составили 2,1 млн. тонн сырой нефти и 291,9 тыс. м3 газа, относимые на счет РД КМГ, а на 31 декабря 2009 года, согласно Казахстанской методике, запасы сырой нефти категорий A+B+C1 составили 21,2 млн. тонн, относимые на счет РД КМГ.
		PKI, в свою очередь, владеет 50%-ными долями участия в Казгермунае и АО «Тургай-Петролеум». Объемы добычи и запасов Казгермунай и АО «Тургай Петролеум», относимые на счет PKI, консолидируются с данными по объему добычи и запасам PKI, включенными в настоящий Базовый проспект.
		• «СИТИК Канада Энерджи Лимитед» – 50,00%:
		CCEL – совместно контролируемое предприятие между РД КМГ и компанией «CITIC», каждой из которых принадлежит доля по 50% доли участия, осуществляющее разработку месторождения Каражанбас в Западном Казахстане. За шесть месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня, объемы добычи CCEL, составили 0,9 млн. тонн сырой нефти и 7,6 млн. м^3 газа. В 2009 году, закончившегося 31 декабря, объемы добычи CCEL, относимые на счет РД КМГ, исходя из доли РД КМГ в уставном капитале CCEL, составили 0,9 млн. тонн сырой нефти и 7,7 млн. м^3 газа, а на 31 декабря 2009 года, по Казахстанской методике, запасы сырой нефти категорий A+B+C1 составили 28,8 млн. тонн.
ТОО «Тенгизшевройл» (**ТШО**)	20,00	ТШО – совместно контролируемое предприятие, которое, главным образом, эксплуатирует месторождение Тенгиз в Западном Казахстане, одно из крупнейших разрабатываемых месторождений в мире по объему запасов категорий A+B+C1, на долю которого по состоянию на 31 декабря 2009 года приходилось 28,9% запасов сырой нефти Компании категорий A+B+C1. За шесть месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня, уровень добычи ТШО, относимый на счет Компании, составил 2,5 млн. тонн сырой нефти и 1 308,1 млн. м^3 газа. В 2009 году, закончившемся 31 декабря, уровень добычи ТШО, относимый на счет Компании, составил 4,5 млн. тонн сырой нефти и 2 338,1 млн. м^3 газа; при этом по состоянию на 31 декабря 2009 года по Казахстанской методике, запасы сырой нефти, относимые на счет Компании, составили 233,8 млн. тонн. Весь газ, добываемый на месторождении Тенгиз, основном месторождении ТШО, является попутным газом, который не может быть классифицирован как газ категории A, B или C1 согласно Казахстанской методике и, соответственно, не включается в оценки запасов, представленные в настоящем Базовом проспекте.
Консорциум Северо-Каспийского проекта (**КСКП**)	16,81	NCPC – консорциум, который через операторскую компанию занимается разработкой месторождения Кашаган на Каспийском море. В октябре 2008 года доля Компании в NCPC выросла с 8,33% до 16,81% после того, как все международные стороны-участницы NCPC и государственные органы Казахстана подписали соглашение о введении новой договорной базы и принципов управления консорциумом и была завершена передача Компании другими участниками NCPC дополнительной доли в размере 8,48% от уставного капитала консорциума. Ожидается, что добыча на месторождении Кашаган начнется к четвертой четверти 2012 года – см. раздел «*Деятельность – Разведка и добыча – Проекты по разведке – NCPC – Месторождение Кашаган*». Согласно Казахстанской методике, на 31 декабря 2009 года запасы сырой нефти NCPC категорий A+B+C1, относимые на счет Компании, составили 127,9 млн. тонн, что составляет приблизительно 17,1% от запасов нефти Компании категорий A+B+C1, исходя из принадлежащей Компании 16,81%-ной доли в NCPC. В январе 2009 года оператором NCPC стала, вместо компании «Eni S.p.A», NCOC, вновь созданное совместно контролируемое предприятие, учрежденное участниками консорциума.
АО «Мангистаумунайгаз» (ММГ)[3]	50,00	ММГ – занимающаяся добычей и разведкой нефтегазовая компания, собственником которой является MIBV – совместно контролируемое предприятие КМГ и CNPC E&D, в котором каждому участнику принадлежит 50% доли участия. КМГ приобрела свою долю участия в ММГ 25 ноября 2009 года. ММГ – одна из крупнейших нефтедобывающих компаний Казахстана и осуществляет разработку месторождения Каламкас, одного из крупнейших месторождений в Казахстане, согласно Контракту на недропользование, срок которого истекает в 2027 году. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, уровень добычи ММГ составил 1,4 млн. тонн сырой нефти и 107,6 млн. м^3 газа. По состоянию на 31 декабря 2009 года запасы месторождения Каламкас по сырой нефти категорий A+B+C1 оценивались в 44,2 млн. тонн, газа категорий A+B+C1 в 10 859,0 тыс. м^3, относимые на счет Компании, и составили 5,9% и 10,6% от общих запасов Компании по сырой нефти и газу категорий A+B+C1, соответственно. ММГ также осуществляет разработку месторождения Жетыбай, запасы которого, относимые на счет Компании, по состоянию на 31 декабря 2009 года оценивались в 32,4 млн.

тонн сырой нефти категорий A+B+C1 и 13 692 тыс. м3 газа категорий A+B+C1 и составили 4,4% и 13,4% от общих запасов Компании по сырой нефти и газу категорий A+B+C1, соответственно.

Транспортные активы

АО «КазТрансОйл» (КТО) 100,00

КТО – транспортная компания, которая владеет и эксплуатирует крупнейшую в Казахстане систему трубопроводов по транспортировке сырой нефти. В систему трубопроводов КТО входит трубопровод УАС в Западном Казахстане, по которому осуществляется доставка нефти в российскую трубопроводную сеть «Транснефть» для дальнейшей доставки в черноморские порты или напрямую в Европу. На 30 июня 2010 года протяженность сетей трубопроводов КТО составила 5 071 км с трубами диаметром от 0,5 м до 1,8 м. За шесть месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня, объемы транспортировки сырой нефти по трубопроводной сети КТО составили 22,5 млн. тонн. В 2009 году, закончившемся 31 декабря, объемы транспортировки сырой нефти по трубопроводной сети КТО составили 50,8 млн. тонн.

- ТОО «СП «Трубопровод Казахстан-Китай» -50,00%:

ТКК – совместно контролируемое предприятие между КТО и CNODC, каждой из которых принадлежит доля по 50% доли участия. ТКК построил нефтепровод Атасу-Алашанькоу и нефтепровод Кенкияк-Кумколь, представляющие собой две из трех нефтепроводных систем, составляющих нефтепроводную сеть Казахстан – Китай, целью которого является создание транспортного коридора для экспорта казахстанской нефти в Китай. На 30 июня 2010 года общая протяженность трубопровода Атасу-Алашанькоу составила 962 км с диаметром труб от 0,5 м до 1,8 м. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, объемы транспортировки сырой нефти по трубопроводу Атасу-Алашанькоу составили 5,0 млн. тонн. В 2009 году, закончившемся 31 декабря, объемы транспортировки сырой нефти по трубопроводу Атасу-Алашанькоу составили 7,7 млн. тонн. Эти данные не включены в указанные выше данные КТО по объемам транспортировки. Трубопровод Кенкияк-Кумколь был завершен в октябре 2009 года; общая протяженность трубопровода составила 794 км с диаметром труб от 0,5 м до 1,8 м.

- АО СП «Северо-западная трубопроводная компания «МунайТас» -51,00%:

МунайТас – совместно контролируемое предприятие между КТО (51% акций) и компанией «CNPC E&D» (49% акций). МунайТас построил нефтепровод Кенкияк-Атырау, который берет свое начало в городе Кенкияк в Актюбинской области в Западном Казахстане и заканчивается в городе Атырау, являясь одним из трех систем трубопроводов, входящих в состав трубопровода Казахстан-Китай (вместе с трубопроводом Атасу-Алашанькоу и трубопроводом Кенкияк-Кумколь). Трубопровод Кенкияк-Атырау соединяет нефтепроводы УАС и КТК, протянувшийся с нефтяных месторождений Западного Казахстана через Россию к экспортной перевалочной нефтебазе КТК на Черном море возле российского порта Новороссийск. На 30 июня 2010 года, протяженность трубопроводной сети Кенкияк-Атырау составила 448,8 км с трубами диаметром от 0,5 до 1,8 м. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, объемы транспортировки сырой нефти по трубопроводу Кенкияк-Атырау составили 1,9 млн. тонн. В 2009 году объемы транспортировки сырой нефти по трубопроводу Кенкияк-Атырау составили 5,9 млн. тонн, и эта сумма не включена в указанные выше данные КТО по объемам транспортировки.

АО «КазТрансГаз» (КТГ) 100,00

КТГ – транспортная компания, которая владеет 100% долей участия в ИЦА, которая в свою очередь управляет крупнейшей в Казахстане сетью газопроводов. В сеть газопроводов ИЦА входит газопровод Средняя Азия – Центр, который является кратчайшим маршрутом, соединяющим газодобывающие регионы в Центральной Азии (в основном Туркменистан и Узбекистан) через Россию с Европой. На 30 июня 2010 года общая протяженность сети газопроводов ИЦА составила 12 557 км, включая 131 км трубопровода с трубами диаметром менее 0,5 м и 12 446 км трубопровода с трубами диаметром от 0,5 до 1,4 м. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, объем транспортировки по сети газопроводов ИЦА составил 54,5 млрд. $м^3$ газа. В 2009 году, закончившемся 31 декабря, объем транспортировки по сети газопроводов ИЦА составил 91,1 млрд. $м^3$ газа.

- ТОО «Азиатский газопровод» – 50,00%

АГП является совместно контролируемым предприятием между КТГ и CNPC, каждой из которых принадлежит по 50% доли участия. АГП создано с целью строительства и эксплуатации на территории Казахстана Азиатского газопровода, по которому транспортируется газ из центрально-азиатских республик в основные населенные пункты Южного Казахстана, а также в Китай. 12 декабря 2009 года была завершена первая очередь данного проекта, состоящая из трубопровода пропускной мощностью 10 млрд. $м^3$ в год. За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, объем транспортировки по АГП составил 2,9 млрд. $м^3$ газа.

Перерабатывающие активы

АО «КазМунайГаз Переработка и Маркетинг» (прежде АО «Торговый Дом «КазМунайГаз» (**КМГ ПМ**)

КМГ ПМ (прежде **АО «Торговый Дом «КазМунайГаз»**) – основное перерабатывающее, маркетинговое и торговое предприятие Компании. 16 июня 2010 года «КМГ Переработка и Маркетинг» был переименован из АО «Торговый Дом «КазМунайГаз», чтобы название более точно отражало основные виды деятельности КМГ ПМ, такие как переработка сырой нефти, эксплуатация сети заправочных станций и реализация сырой нефти и продуктов нефтепереработки Компании. Через КМГ ПМ Компания имеет значительную или контрольную долю в каждом из трех основных нефтеперерабатывающих заводов Казахстана: Атырауском НПЗ, Шымкентском НПЗ и Павлодарском НПЗ. Кроме того, КМГ ПМ владеет 100%-ной долей участия в Ромпетрол, которому в свою очередь принадлежит контрольная доля в НПЗ Петромидиа в Румынии. В течение 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2009 года, объемы производства КМГ ПМ составили 12,0 млн. тонн продуктов (нефте)переработки.

Основными перерабатывающими активами КМГ ПМ являются:

- Павлодар

С августа 2009 года КМГ ПМ через ТД «КазМунайГаз Н.В.» владеет 100%-ной долей участия в компании «Refinery Company RT», которой принадлежат все активы Павлодарского НПЗ вместе с 58% доли участия в АО «Павлодарский НПЗ» – юридическом лице, которое является держателем лицензии на эксплуатацию Павлодарского НПЗ (остальные 42% доли участия в АО «Павлодарский НПЗ» принадлежат государству). Компания «Refinery Company RT» сдает в аренду 100% активов, составляющих Павлодарский НПЗ, АО «Павлодарский НПЗ», которое осуществляет эксплуатацию Павлодарского НПЗ. На 30 июня 2010 года и 31 декабря 2009 года проектная мощность Павлодарского НПЗ составила 20 548 тонн нефти в сутки. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, на Павлодарском НПЗ было переработано 2,6 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки составил 2,5 млн. тонн. В 2009 году, закончившемся 31 декабря, на Павлодарском НПЗ было переработано 4,1 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных продуктов (нефте)переработки составил 3,8 млн. тонн.

- Атырау

КМГ ПМ владеет 99,17% акций нефтеперерабатывающего завода, расположенного в Атырау в Западном Казахстане (Атырауский НПЗ). Как на 30 июня 2010 года, так и на 31 декабря 2009 года проектная мощность Атырауского НПЗ составила 13 698 тонн нефти в сутки, а фактическая производительность составила 10 748 тонн нефти в сутки. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, на Атырауском НПЗ было переработано 2,0 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных нефтепродуктов составил 2,0 млн. тонн. В 2009 году, закончившемся 31 декабря, на Атырауском НПЗ было переработано 4,0 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных нефтепродуктов составил 3,7 млн. тонн.

- Шымкент

КМГ ПМ через компанию «Valsera Holdings B.V.» владеет 49,72%-ной долей в ТОО «ПетроказахстанОйлПродактс», которое, в свою очередь, владеет нефтеперерабатывающим заводом, расположенным в Шымкенте в Южном Казахстане (Шымкентский НПЗ). Как на 30 июня 2010 года, так и на 31 декабря 2009 года проектная мощность Шымкентского НПЗ составила 15 068 тонн нефти в сутки, а фактическая производительность составила 11 021 тонн нефти в сутки. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, на Шымкентском НПЗ было переработано 2,5 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных нефтепродуктов, относимый на счет Компании, составил 2,4 тонн. В 2009 году, закончившемся 31 декабря, на Шымкентском НПЗ было переработано 4,0 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных нефтепродуктов, относимый на счет Компании, составил 1,9 тонн.

- Петромидиа

На дату выхода данного Базового проспекта КМГ ПМ владеет, через Ромпетрол, 54%-ной долей (98% на 30 июня 2010 года по сравнению с 76,35%-ной долей 31 декабря 2009 года) в «Rompetrol Rafinare S.A.», в свою очередь, владеющей нефтеперерабатывающим заводом, расположенным в г. Наводари в Румынии (НПЗ Петромидиа). См. раздел «*Деятельность – Переработка, маркетинг и продажа – Перерабатывающие предприятия – НПЗ Петромидиа*». На 30 июня 2010 года и на 31 декабря 2009 года проектная мощность НПЗ Петромидиа составила 13 698 тонн нефти в сутки, а фактическая производительность

составила 10 748 тонн нефти в сутки. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, на НПЗ Петромидиа было переработано 1,9 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных нефтепродуктов составил 2,2 млн. тонн. В 2009 году, закончившемся 31 декабря, на НПЗ Петромидиа было переработано 4,0 млн. тонн сырой нефти, а объем произведенных нефтепродуктов составил 3,9 млн. тонн.

Примечания:

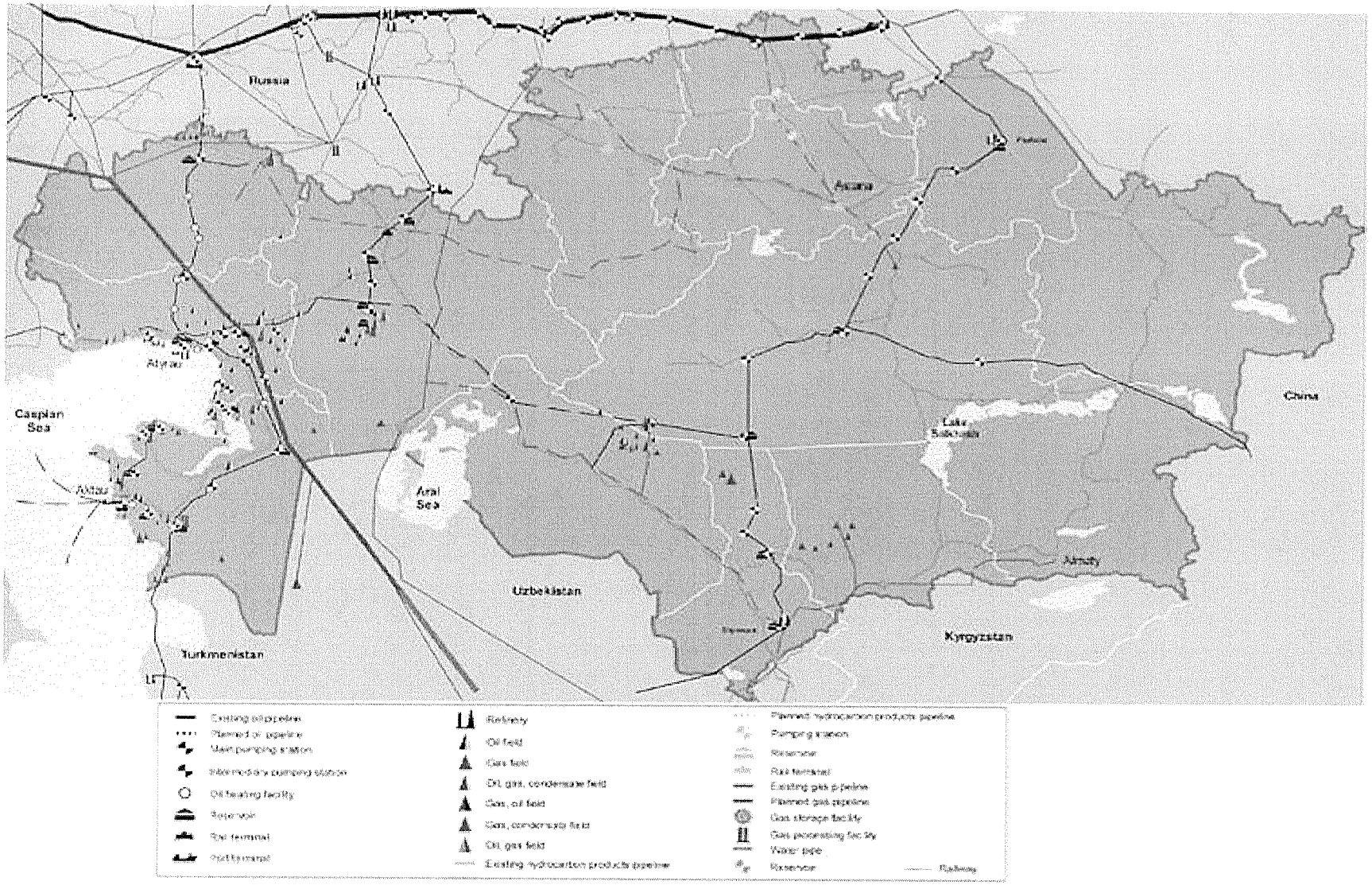
(1) В июле 2010 года, Компания и РД КМГ достигла соглашения, в соответствии с которым Компания переведет свои 50% участия в MIBV (совместное предприятие, через которое Компания держит 50% участия в ММГ), 50% – в Казахойл Актобе и 51% - в ТОО Казахтуркмунай РД КМГ, при условии нормативного утверждения отказа от преимущественного права правления в соответствии со Статьями 12 и 36 Нового закона о недрах. В соответствии с соглашением, РД КМГ выплатит Компании денежное вознаграждение в 750 млн. долл. США (330 млн. долл. США для MIBV, 350 млн. долл. США для Казахойл Актобе и 70 млн. долл. США для ТОО Казахтуркмунай) и возьмет на себя общий чистый долг 1 499 млн. долл. США (1 330 млн. долл. США чистого долга для MIBV, 116 млн. долл. США чистого долга для Казахойл Актобе и 53 млн. долл. США чистого долга для ТОО Казахтуркмунай). Переводы были одобрены Советом директоров Компании и, так как приобретения РД КМГ составляют операции связанных сторон, по единодушному согласию независимых, неисполнительных директоров РД КМГ. Ожидается, что переводы будут завершены к концу 2010 года.

(2) По состоянию на 30 июня 2010 года в процентном отношении к простым голосующим акциям РД КМГ.

(3) В июле 2010 года, Компания и РД КМГ достигла соглашения, в соответствии с которым Компания переведет свои 50% участия в MIBV (совместное предприятие, через которое Компания держит 50% участия в ММГ), РД КМГ получит денежное вознаграждение в 330 млн. долл. США и возьмет на себя чистый долг MIBV в 1 330 млн. долл. США, с учетом нормативного утверждения отказа преимущественного права правления в соответствии со Статьями 12 и 36 Нового закона о недрах. Ожидается, что перевод будет завершен к концу 2010 года.

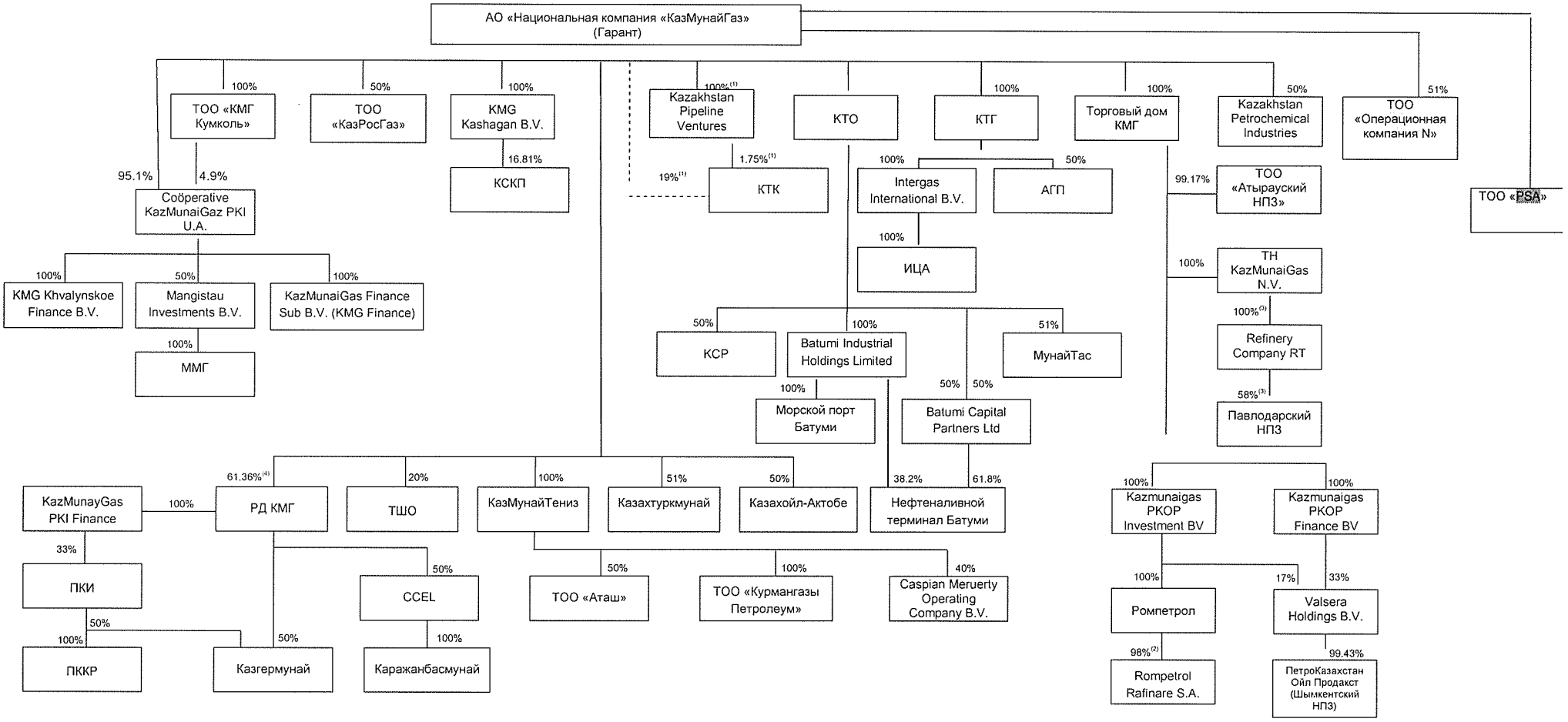
(4) Подробные сведения о пропускной мощности трубопроводов Компании приводятся в разделе «Деятельность – Транспортировка».

На нижеследующей карте показаны основные казахстанские разведочные, добывающие, транспортные, перерабатывающие и торговые активы на суше на 30 июня 2010 года:



›рпоративная структура

Организационная структура, включающая основных членов группы Компании, на дату настоящего Базового проспекта выглядит следующим разом:



Примечания:

(1) В апреле 2009 года Компания приобрела у BP долю в размере 49,9% в KPV, увеличив фактическое бенефициарное участие в КТК до 20,75% (куда входят 19%, принадлежащие правительству (и управляемые Компанией) и еще 1,75%, принадлежащие Компании через KPV). См. раздел *«Транспортировка – Транспортировка сырой нефти – Трубопровод КТК»*

(2) См. раздел *«Факторы риска – Факторы риска, связанные с деятельностью Компании – Компания может потерять контроль над НПЗ Петромидиа» или должна будет выплатить значительную сумму наличных в результате судебного процесса заведённого Правительством Румынии против Rompetrol Rafinare касательно конвертируемых облигаций Ромпетрол или после подачи иска со стороны Правительства Румынии.*

(3) Компании принадлежат 100% в «Refinery Company RT», владеющей всеми активами Павлодарского НПЗ, вместе с 58%-ной долей в АО «Павлодарский НПЗ» - организации, являющейся держателем лицензий на эксплуатацию Павлодарского НПЗ (остальные 42,00% в АО «Павлодарский НПЗ» принадлежат Государству). «Refinery Company RT» предоставляет 100% активов, входящих в состав Павлодарского НПЗ, в аренду АО «Павлодарский НПЗ», которое осуществляет эксплуатацию Павлодарского НПЗ.

(4) На 30 июня 2010 года в процентном отношении к простым голосующим акциям РД КМГ.

(5) В июле 2010 года, Компания и РД КМГ достигли соглашения, по которому Компания передала свои 50% доли в MIBV (СП, через которое Компания владеет 50 % в ММГ), свои 50% доли участия в Казахоил Актобе и свои 51% доли участия в ТОО Казахтуркмунай при условии, что РД КМГ получит все регулирующие одобрения. Передача была одобрена Советом Директоров Компании, (потому что приобретение РД КМГ является сделкой с ассоциированным лицом)

Основные преимущества

По мнению Компании, она имеет следующие основные преимущества:

Сильная поддержка со стороны Правительства, которое косвенно является единоличным собственником Компании.

Находясь в полной государственной собственности, Компания пользуется сильной поддержкой с его стороны. Помимо прочего, Правительство традиционно оказывает помощь Компании, предоставляя ей финансовую и стратегическую поддержку и играя важную роль в оказании Компании содействия в расширении ее деятельности, увеличении запасов, повышении уровня добычи и развитии транспортной и перерабатывающей сетей.

Крупнейший на консолидированной основе производитель сырой нефти в Казахстане и собственник значительных долей участия во многих крупнейших нефтегазовых проектах Казахстана.

Компания является крупнейшим производителем нефти в Казахстане (на основе данных Агентства по статистике и внутренней информации Компании) с объемом добычи 10,3 млн. тонн сырой нефти в течение 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года и 18,2 млн. тонн сырой нефти в 2009 году. За последние годы Компания и ее дочерние организации расширила масштабы своей деятельности через приобретение долей участия в ММГ, Павлодарском НПЗ, «Ромпетрол» и KPV (КТК), а также других небольших разведочных и добывающих компаниях. Кроме того, РД КМГ приобрел долю участия в PKI, «Казгермунай» и CCEL, которые также являются крупными нефтедобывающими предприятиями (несмотря на то, что Компания не консолидирует запасы и добычу таких компаний). Компания также со временем увеличила добычу на зрелых нефтяных и газовых месторождениях РД КМГ с помощью техники стимуляции и вторичного обогащения. См. раздел «*Нефтегазовая отрасль в Казахстане*». Кроме того, Компания продолжает увеличивать добычу сырой нефти через совместное предприятие ТШО, которое расширило деятельность на месторождении Тенгиз в 2008 и 2009 годах. См. раздел «*Разведка и добыча – Крупные месторождения других совместных предприятий и ассоциированных организаций – ТШО*».

Бенефициар принадлежащего государству преимущественного права приобретения участия в Контрактах на недропользование при продаже такого участия или при продаже предприятий, являющихся стороной таких соглашений.

Согласно законодательству Казахстана Правительство обладает преимущественным правом покупки в связи с любой передачей прав недропользования и передачей долей участия в юридическом лице, прямо или косвенно контролирующем другое юридическое лицо, имеющее права недропользования, если основная деятельность контролирующего лица связана с недропользованием в Казахстане. Несмотря на то, что Законом о недропользовании от Правительства этого не требуется, на практике Правительство назначило Компанию бенефициаром при осуществлении преимущественного права. Компания использовала данное право для приобретения долей участия в ММГ, PKI, «Казгермунай» и CCEL. Руководство Компании полагает, что преимущественное право позволят Компании и далее расширять свое участие в казахстанских проектах по разведке и добыче нефти и газа.

Оператор обширных нефтегазовых трубопроводных сетей Казахстана.

Дочерние организации Компании – КТО и КТГ прямо или косвенно являются операторами основных сетей транспортировки углеводородов в Казахстане, и, следовательно, основных трубопроводов для транспортировки нефти и газа, добываемых в Казахстане, по территории Казахстана и до казахстанской границы или для транспортировки газа из других стран по территории Казахстана. Согласно озвученным Правительством планам расширения транспортных мощностей сетей нефтепроводов и газопроводов в

Казахстане с завершением в октябре 2009 года строительства трубопровода Кенкияк-Кумколь, все три секции нефтепровода Казахстан-Китай были введены в эксплуатацию. Кроме того, Компания заключила соглашения о сотрудничестве и совместной деятельности по строительству и эксплуатации (i) Азиатского газопровода, который планируется провести от Туркменистана через Узбекистан до Хоргоса в Китае через территорию Казахстана; (ii) Трубопровода Запад-Юг, который планируется провести от Бейнеу в Западном Казахстане до Шымкента в Южном Казахстане. 12 декабря 2009 года была завершена первая очередь строительства Азиатского газопровода – трубопровод пропускной способностью 10 млрд. $м^3$ в год; завершение второй очереди проектной мощностью 40 млрд. $м^3$ в год планируется до окончания 2011 года. Завершение строительства первой очереди Трубопровода Запад-Юг планируемой пропускной способностью до 10,0 млрд. $м^3$ ожидается к 2013 году.

Собственник значительных долей участия во всех трех основных НПЗ Казахстана – , а также в крупном НПЗ в Румынии.

На дату настоящего Базового проспекта в Казахстане существует три крупных НПЗ – в Атырау, Шымкенте и Павлодаре. Компания контролирует Атырауский НПЗ в Западном Казахстане и в 2007 году приобрела 49,72% долю участия в ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс», которому принадлежит Шымкентский НПЗ в Южном Казахстане. Кроме того, в августе 2009 года Компания завершила приобретение принадлежащего ММГ контрольного пакета в Павлодарском НПЗ, в результате чего Компания получила крупную или контрольную долю участия во всех трех нефтеперерабатывающих предприятиях страны. Условием покупки Компанией Павлодарского НПЗ ставилось приобретение активов ММГ по разведке и добыче, что было завершено в ноябре 2009 года. Кроме того, в 2007 году Компания пробрела 75% долю участия в Ромпетрол, которой косвенно принадлежит НПЗ Петромедиа в Румынии. Этот процент был увеличен до 100% в июне 2009 года согласно исполнению опциона Ромпетрол для покупки оставшихся 25 процентов в Ромпетрол. В августе 2010 года, Rompetrol Rafinare использовал часть, 54 млн. евро, средств от выпуска акций для выплаты части выплат по облигациям. На дату погашения по обязательствам конвертируемых облигаций Ромпетрола 30 сентября 2010 года, оставшаяся сумма задолжности была конвертированна в акции в Rompetrol Rafinare. В результате, процентная доля держания Компании в Rompetrol Rafinare снизилась до 54%, остальные 44,7% принадлежали правительству Румынии и 1,3% публичным акционерам. См. раздел – *«Переработка, маркетинг и реализация - Реализация и распределение нефтепродуктов - Ромпетрол».* Владение НПЗ Петромидиа увеличило возможности Компании перерабатывать свою сырую нефть и реализовывать готовые нефтепродукты на Европейском рынке.

Стратегия

Цель Компании – сохранить свои позиции в качестве ведущей вертикально интегрированной нефтегазовой компании Казахстана, осуществляющей полный вертикально интегрированный производственный цикл, связанный с добычей, транспортировкой и переработкой углеводородов, концентрируя свое внимание на следующих приоритетах:

Увеличение общих объемов добычи Компании и восполнение запасов путем заключения сделок по приобретению и проведения поисково-разведочных операций.

На дату настоящего Базового проспекта Компания является (на основе данных Статагентства и внутренней информации Компании) крупнейшим производителем нефти в Казахстане и планирует сохранить эту позицию, в частности, за счет использования статуса национальной нефтегазовой компании, назначенной Правительством для осуществления принадлежащего Правительству преимущественного права в соответствии со ст. 12 и 36 Нового закона о недрах. Кроме того, Компания продолжит расширение посредством стратегических приобретений существующих наземных и морских разведочных и добывающих предприятий в Казахстане и за рубежом. В недавнее время, в ноябре 2009 года, Компания приобрела ММГ – пятую по величине нефтедобывающую компанию Казахстана,

которая эксплуатирует нефтяные и газовые месторождения Каламкас и Жетыбай, а также другие активы в области разведки и добычи, в том числе имеет лицензии на разведку и освоение более 15 других нефтяных и газовых месторождений в Казахстане и Каспийском регионе. Компания также будет стремиться создавать совместные предприятия с крупными международными нефтегазовыми компаниями по аналогии с ТШО и КСКП с тем, чтобы обеспечить освоение более сложных нефтяных и газовых месторождений. Далее, посредством использования стимуляции и вторичных методов интенсификации РД КМГ будет работать над стабилизацией добычи на своих старых нефтяных и газовых месторождениях.

Расширение транспортных систем путем разработки новых транспортных маршрутов и увеличения мощностей существующих сетей.

Компания планирует сохранить свои стратегические позиции в качестве основной транспортной компании в регионе посредством, помимо прочего, (i) ввода в эксплуатацию Нефтепровода КК из Атырау (Западный Казахстан) в Китай, строительство которого было завершено в октябре 2009 года с окончанием строительства трубопровода Кенкияк-Кумколь, (ii) дальнейшего развития своей транскаспийской морской транспортной системы путем наращивания пропускной способности трубопровода Баку-Тбилиси-Джейхан (далее - **трубопровод БТД**) до экспортного черноморского нефтяного терминала Батуми, которое намечено завершить к 2012 году, (iii) разработки Транскаспийского проекта, целью которого является обеспечение экспорта казахстанской сырой нефти, добываемой, в основном, на Кашаганском и Тенгизском месторождениях, по трубопроводам и путем перевозки танкерами через Каспийское море на международные рынки и технико-экономическое обоснование которого в настоящее время находится на стадии подготовки; (iv) дальнейшего развития Азиатского газового трубопровода, по которому осуществляется транзит газа из других республик Центральной Азии в крупные населенные пункты Южного Казахстана и в Китай (намечено к поэтапному завершению в период между 2011 и 2012 годами); (v) увеличения, через свое дочернее предприятие ИЦА, пропускной способности трубопровода САЦ путем строительства трубопровода в обход Каспийского моря (в настоящее время проект находится на стадии технико-экономического обоснования, и реализация его может занять до трех лет с момента начала строительства); (vi) увеличения Трубопровода КТК, строительство которого должно быть закончено к 2013 году; и (vii) развития газового Трубопровода Запад-Юг, по которому будет осуществляться транзит газа из Бейнеу в Западном Казахстане в Шымкент в Южном Казахстане (в настоящее время проект находится на стадии технико-экономического обоснования, и реализация его может занять до двух лет после начала строительства).

Повышение роли Компании в «цепочке добавленной стоимости» нефти и газа посредством маркетинга и реализации нефтепродуктов конечным потребителям таких нефтепродуктов и модернизации ее нефтеперерабатывающих мощностей.

Компания расширяет свою маркетинговую и розничную сеть, как в стране, так и за рубежом с целью повышения своей рентабельности посредством приближения своей продукции к конечным потребителям. Приобретение Компанией контрольного пакета акций Ромпетрол полностью соответствует данной стратегии и позволяет Компании получить доступ на европейские рынки для нефтепродуктов, переработанных на принадлежащем компании Ромпетрол НПЗ Петромидиа. В рамках этой стратегической инициативы, Компания также начала поставлять большую часть сырья для «Ромпетрол» за счет собственной нефтедобычи. Кроме того, в августе 2009 года Компания приобрела принадлежащую ММГ контрольную долю в Павлодарском НПЗ, который является крупнейшим и самым технически передовым НПЗ в Казахстане проектной мощностью по переработке 7,5 млн. тонн в год, в результате чего Компания стала собственником значительных или контрольных долей во всех трех основных нефтеперерабатывающих компаниях страны. Компания также планирует продолжать развивать розничную сеть

Компании для максимального наращивания объема сбыта нефтепродуктов конечным потребителям.

Компания также планирует осуществить дальнейшую модернизацию Атырауского НПЗ с тем, чтобы на нем можно было производить нефтепродукты, соответствующие топливным стандартам Евро 3 и 4, как это требуется в соответствии с Техническими условиями, принятыми Правительством 29 декабря 2007 года, а также Шымкентский НПЗ, НПЗ Петромидиа и Павлодарский НПЗ. Нефтепродукты более высокого качества, которые позволит производить модернизированное производство, будут соответствовать новым экологическим стандартам и, как ожидается, позволят увеличить объем продаж нефтепродуктов.

Повышение эффективности посредством реорганизации своей корпоративной структуры.

В 2009 году Совет директоров одобрил стратегический план реорганизации корпоративной структуры Компании с целью повышения ее операционной эффективности. В соответствии с этой стратегической инициативой Компания продолжает проводить реорганизацию посредством продажи активов, не являющихся профильными для деятельности Компании, разделенной на пять бизнес сегментов, включающих в себя (i) разведку и добычу нефти и газа; (ii) транспортировку газа и экспорт; (iii) транспортировку нефти; (iv) переработку, сбыт и розничную продажу; и (v) сопутствующие услуги в области нефти и газа.

Для повышения эффективности профильных видов деятельности, Компания также проводит централизацию своих вспомогательных функций, включающих ИТ, внутренний аудит, работу с персоналом в отдельную единицу, которая будет оказывать все административные услуги для каждого подразделения. Каждое подразделение будет разрабатывать свой собственный план стратегии и бизнес-планы, и для руководства им будет назначаться один управляющий директор. Управляющий директор каждого подразделения будет подотчетен Президенту (Председателю Правления) и будет входить в состав Правления Компании. Первый этап корпоративной реорганизации был завершен и одобрен советом директоров Компании 23 июня 2009 года. Второй этап корпоративной реорганизации будет завершен до конца 2011 года, хотя ход его осуществления будет зависеть от уровня интегрированности дочерних организаций Компании в соответствующее подразделение.

Кроме того, Компания реализует стратегию консолидации в структуре РД КМГ основных активов по разведке и добычи, контролируемых Компанией. С этой целью в декабре 2009 года она уже продала в пользу РД КМГ свою долю в ПКИ и в июле 2010 года заключила соглашение с РД КМГ о передачи своих долей в ММГ, Казахоил Актобе и Казахтуркмунай до конца 2010 года, при условии получения разрешения соответствующих органов. См. - «*Обзор*»

В июне 2010 года, Компания учредила компанию с ограниченной ответственностью «СРП» (Соглашение о разделе продукции), 100% дочернее предприятие с уставным капиталом 5 000 миллионов тенге. ООО «СРП» полностью принадлежит Компании, как агента Правительства, все активы и деятельность управляются на благо Министерства нефти и газа. Главная задача «СРП» - контролировать и защищать интересы Правительства по СРП. На дату настоящего Базового проспекта, ООО «СРП» ответственно за соглашение о разделе продукции по месторождениям Проекта Северного Каспия (месторождение Кашаган), месторождение Карачаганак и Дунга. Основное распределение ответственности и функций МНГ, Компании и «СРП» касательно агентских функций, которые исторически выполняла Компания, на данный момент не завершено. МНГ, Компания и «СРП» вовлечены в продолжающиеся переговоры, касательно наиболее подходящей структуры для оптимизации и защиты интересов всех сторон. На момент настоящего Базового

проспекта, решение или действия не предприняты.

Запасы

В соответствии с казахстанской методологией, на 31 декабря 2009 года запасы сырой нефти Компании по категориям A+B+C1 составили 748,1 млн. тонн (359,0 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях). Вместе с тем, см. данные в разделе «*Факторы риска – Риски, связанные с деятельностью Компании – Заявленные объемы и классификации запасов сырой нефти и газа Компании могут оказаться ниже оценочных из-за неопределенности, характерной для подсчета запасов, а также из-за использования казахстанской методологии*» и «*Нефтегазовая промышленность в Казахстане – Классификация запасов*», «*Представление финансовой информации, информации по запасам и определенной иной информации – Представление определенной информации, относящейся к дочерним организациям, совместным предприятиям и ассоциированным организациям*». Запасы измеряются только на основании ежегодных расчетов и, соответственно, на дату данного Базового проспекта, какая-либо информация по запасам, которая относится к периоду времени, следующему после 31 декабря 2009 года, не является доступной.

В таблице ниже приведены данные по запасам Компании категорий A+B+C1, относимым на счет Компании, по состоянию на 31 декабря 2009 года:

	За 2009 год, закончившийся 31 декабря				
Компания и месторождение	**% доли участия**	**Нефть**	**% от общего объема**	**Газ**	**% от общего объема**
		(млн. тонн)		*(млн. м³)*	
Консолидированные дочерние организации и совместно контролируемые активы:					
Всего по РД КМГ	61,36%(1)	231,1	30,9%	58 771	57,5%
Месторождение Узень		157,3	21,0%	16 584	16,2%
Месторождения ЭМГ		73,8	9,9%	30 280	29,6%
Прочие месторождения		0,0	0,0%	11 907	11,7%
Всего по КСКП	16,81%	127,9	17,1%	–	0,0%
Месторождение Кашаган		127,9	17,1%	–	0,0%
Итого по дочерним организациям и совместно контролируемым активам:		**359,0**	**48,0%**	**58 771**	**57,5%**
Неконсолидированные совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации:					
Компании:					
Всего по ТШО(2)	20,00%	233,8	31,3%	–	0,0%
Месторождение Тенгиз		216,4	28,9%	–	0,0%
Прочие месторождения		17,4	2,3%	–	0,0%
Всего по Казахойл Актобе	50,00%	27,8	3,7%	9 789	9,6%
Месторождение Алибекмола		17,0	2,3%	4 475	4,4%
Прочие месторождения		10,8	1,4%	5 314	5,2%
Всего по ММГ	50,00%	86,3	11,5%	26 680	26,1%
Месторождение Каламкас		44,2	5,9%	10 859	10,6%
Месторождение Жетыбай		32,4	4,3%	13 692	13,4%
Прочие месторождения		9,7	1,3%	2 129	2,1%
Прочие совместные предприятия		4,3	0,6%	2 711	2,7%
РД КМГ:	61,36%(1)				
Всего по Казгермунай	50,00%	15,7	2,1%	4 253	4,2%
Месторождение Акшабулак		11,7	1,6%	1 700	1,7%
Прочие месторождения		4,0	0,5%	2 553	2,5%
Всего по PKI	33,00%	21,2	2,8%	-	0,0%
ПККР		12,4	1,7%	-	0,0%
Прочие месторождения		8,8	1,2%	-	0,0%
Итого по совместно контролируемым предприятиям и ассоциированным организациям		**389,1**	**52,0%**	**43 433**	**42,5%**
ИТОГО		**748,1**	**100,0%**	**102 204**	**100,0%**

Примечания:

(1) По состоянию на 31 декабря 2009 года в процентном соотношении к простым голосующим акциям РД КМГ.

(2) Весь газ, добываемый на месторождении Тенгиз и других месторождениях, разрабатываемых ТШО, является попутным газом, который не может быть классифицирован как газ категории A, B или C1 по казахстанской методике и, соответственно, не включается в оценки запасов, представленные в настоящем Базовом проспекте.

Разведка и добыча

Обзор

На основании данных Статагентства и внутренней информации Компании, руководство Компании полагает, что на 30 июня 2010 года на консолидированной основе (включая пропорциональную консолидацию совместных предприятий и ассоциированных организаций) Компания являлась крупнейшим нефтедобывающим предприятием в Казахстане по объемам производства сырой нефти. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года объемы добычи Компании составили 10,3 млн. тонн сырой нефти (4,3 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) по сравнению с 8,6 млн. тонн сырой нефти (4,4 млн. тонн за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях). В 2009 году, закончившемся 31 декабря, объем добычи Компании составил 18,2 млн. тонн (9,0 млн. тонн, за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых и ассоциированных организациях) сырой нефти в сравнении с 17,1 млн. тонн (9,5 млн. тонн, за вычетом пропорциональной доли Компании

и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) в 2008 году, закончившемся 31 декабря. Объем сырой нефти, добываемой Компанией (включая добычу совместных предприятий и ассоциированных организаций) составил 26,2%, 23,9% и 24,2% от общего объема добычи сырой нефти в Казахстане за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, и за годы 2009 и 2008, закончившиеся 31 декабря, соответственно (на основании внутренней информации Компании и статистических данных Статагентства). РД КМГ (включая соответствующую долю участия РД КМГ в «Казгермунай») и ТШО обеспечили добычу, соответственно, 50,0%, 58,1% и 24,7% от общего объема добычи сырой нефти Компанией в 2009 году.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года объемы добычи Компании составили 2,2 млрд. $м^3$ газа (0,4 млрд. $м^3$ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) по сравнению с 1,9 млрд. $м^3$ газа (0,5 млрд. $м^3$ за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 году. Основными производителями газа в Компании являются РД КМГ (с 24 апреля 2007 включая пропорциональную долю РД КМГ в Казгермунай) и ТШО, которые производят 25,5% и 59,4% или 0,6 млрд.$м^3$ и 1,3 млрд.$м^3$ за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, соответственно.

В 2009 году, закончившемся 31 декабря, объем добычи газа Компании составил 4,2 млрд. $м^3$ (0,9 млрд. $м^3$, за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) в сравнении с 3,7 млрд. $м^3$ (1,3 млрд. $м^3$, за вычетом пропорциональной доли Компании и ее дочерних организаций в совместно контролируемых предприятиях и ассоциированных организациях) в 2008 году, закончившимся 31 декабря. Основные добывающие предприятия Компании – РД КМГ (включая соответствующую долю участия РД КМГ в «Казгермунай» в 28,1% и 55,4% от общего объема добычи газа Компанией или 0,9 млрд. $м^3$ и 2,3 млрд. $м^3$ в 2009 год, закончившийся 31 декабря.

Компания подразделяет свои операции по разведке и добыче на две категории: «активы по добыче и освоению» и «проекты по разведке». Активы по добыче и освоению представлены дочерними и совместными предприятиями, имеющими месторождения, на которых в данный момент ведется добыча или освоение в соответствии с проектом, утвержденным МЭМР. Проекты по разведке представлены дочерними организациями и совместными предприятиями, добыча на месторождениях которых на данный момент не утверждена МЭМР и которые находятся на стадии разведки. Обычно, по завершении программы разведки, если МЭМР утверждает проект освоения, проект переходит на стадию освоения и включается в категорию активов по добыче и освоению. См. раздел «*Нефтегазовая отрасль в Казахстане – Уполномоченные органы – Министерство нефти и газа*».

Активы по добыче и освоению

В таблице ниже показаны объемы добычи, относимые на счет Компании, поступившие от ее консолидированных дочерних организаций и неконсолидированных совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций за указанные годы (См. раздел «*Представление финансовой информации, информации по запасам и определенной иной информации – Представление определенной информации, относящейся к дочерним, совместным предприятиям и ассоциированным организациям*»):

		За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года			
		2010		2009	
Компания и месторождение	**% доли участия**	**Нефть**	**Газ**	**Нефть[1]**	**Газ**
		(тыс. тонн)	*(млн.м³)*	*(тыс. тонн)*	*(млн.м³)*
Консолидированные дочерние организации:					
Всего по РД КМГ	61.36%[2]	4,322.5	431.9	4,429.8	457.3
Месторождение Узень		2,950.6	120.7	3,093.6	127.1
Месторождения ЭМГ		1,365.0	76.9	1,328.5	77.6
Прочие месторождения		6.9	234.3	7.7	252.6
Итого по дочерним организациям		**4,322.5**	**431.9**	**4,429.8**	**457.3**
Неконсолидированные совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации:					
Компании:					
Всего по ТШО	20.00%	2,494.6	1,308.1	2,036.5	1,063.4
Месторождение Тенгиз		2,152.6	1,134.0	1,775.0	923.8
Прочие месторождения		342.0	174.1	261.5	139.6
Всего по Казахойл Актобе	50.00%	227.4	66.5	243.8	71.6
Месторождение Алибекмола		140.0	43.5	154.5	49.4
Прочие месторождения		87.4	23.0	89.3	22.2
Всего по ММГ[2]		1,411.4	107.6	-	
Месторождение Каламкас		1,041.5	72.0		
Прочие месторождения		369.9	35.6		
Прочие совместно контролируемые		54.9	5.0	54.5	6.7
РД КМГ:	61.36%				
Всего по Казгермунай	50.00%	773.3	128.6	785.4	128.5
Месторождение Акшабулак		703.0	112.5	725.0	116.1
Прочие месторождения		70.3	16.1	60.4	12.4
Всего по РКІ	33.00%	977.5	153.0	1,018.5	142.2
ПККР		478.2	90.2	495.4	73.9
Прочие месторождения		499.3	62.8	523.1	68.3
Итого по совместно контролируемым предприятиям и ассоциированным организациям		**5,939.1**	**1,768.8**	**4,138.7**	**1,412.4**
ИТОГО		**10,261.6**	**2,200.7**	**8,568.5**	**1,869.7**

Примечания:

(1) По состоянию на 30 июня 2010 года

(2) На 30 июня 2010 года в процентном отношении к простым голосующим акциям РД КМГ.

(3) Так как приобретение ММГ произошло 25 ноября 2009 года, Объем добычи ММГ не учитывается в первые шесть месяцев 2009 года, закончившихся 30 июня.

Компания и месторождение	% доли участия[1]	На год, закончившийся 31 декабря			
		2009 года		2008 года	
		Нефть	Газ	Нефть	Газ
		(тыс. тонн)	*(млн. м³)*	*(тыс. тонн)*	*(млн. м³)*
Консолидированные дочерние организации:					
Всего по РД КМГ	61,36%[2]	8 977,0	924,4	9 486	1 278,2
Месторождение Узень		6 251,0	256,7	6 646	273,6
Месторождения ЭМГ		2 711,0	157,4	2 824	160,6
Прочие месторождения		15,0	510,3	16	845
Итого по дочерним организациям		**8 977,0**	**924,4**	**9 486,0**	**1 279,2**
Неконсолидированные совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации:					
Компании:					
Всего по ТШО	20,00%	4 505,0	2 338,1	3 454,7	1 797,8
Месторождение Тенгиз		3 866,0	1 994,4	2 974,9	1 539,0
Прочие месторождения		639,0	343,7	479,8	258,8
Всего по Казахойл Актобе	50,00%	468,0	136,1	37,6	107,2
Месторождение Алибекмола		295,0	92,9	268,9	82,9
Прочие месторождения		173,0	43,2	110,7	24,3
Всего по ММГ[2]		478,4	249,6	—	—
Месторождение Каламкас		355,0	105,0	—	—
Месторождение Жетыбай		123,4	144,6	—	—
Прочие месторождения		113,0	19,1	111,2	12,8
Прочие совместно контролируемые предприятия РД КМГ:	61,36%[1]				
Всего по Казгермунай	50,00%	1 601,0	260,4	1 570,0	261,9
Месторождение Акшабулак		1 477,0	238,7	1 501,6	240,0
Прочие месторождения		124,0	21,7	68,4	21,9
Всего по PKI	33,00%	2 077,1	291,9	2 109,5	250,0
ПККР		1 024,0	157,0	1 054,3	121,2
Прочие месторождения		1 053,1	134,8	1 055,2	128,8
Итого по совместно контролируемым предприятиям и ассоциированным организациям		**9 242,5**	**3 295,1**	**7 625 0**	**2 429,7**
ИТОГО		**18 219,5**	**4 219,5**	**17 111,0**	**3 708,9**

Примечания:

(1) По состоянию на 31 декабря 2009 года

(2) На 31 декабря 2009 года в процентном отношении к простым голосующим акциям РД КМГ.

(3) Объем добычи ММГ, относимый на счет Компании, учитывается только за один месяц 2009 года (декабрь 2009 года) после приобретения Компанией.

В следующей таблице приведена определенная информация о деятельности Компании по добыче и о деятельности КСКП по освоению их соответствующих месторождений по состоянию на указанные периоды времени. См. раздел «*Представление финансовой информации, информации по запасам и определенной иной информации – Представление определенной информации, относящейся к дочерним организациям, совместным предприятиям и ассоциированным организациям*»:

						Новые пробуренные скважины			
Компания/ месторождение	**% доли участия [1]**	**Дата начала добычи**	**Окончание контракта на недропользование**	**Продукт[1]**	**Нагнет[1]**	**Продукт.**		**Прочие**	
						За шесть месяцев, на 30 июня 2010	На конец года 31 декабря 2009	За шесть месяцев, на 30 июня 2010	На конец года 31 декабря 2009
Консолидированные дочерние организации и совместно контролируемые активы:									
РД КМГ:	61.36%[2]								
Месторождение Узень		1965	2020	3,583	1,185	45	67	15	10
Месторождения ЭМГ		между 1911-1999	между 2020-2030	2,331	454	24	18	0	
Прочие месторождения		между 1973-1982	между 2020-2030	65	0	0	0	0	0
КСКП:				—	—		—		—
Месторождение Кашаган		2001	2041						
Итого по дочерним организациям		—	—	**5,979**	**1,639**	**69**	**85**	**15**	**10**
Неконсолидированные совместно контролируемые предприятия и ассоциированные организации:									
Компании:									
ТШО:	20.00%								
Месторождение Тенгиз		1991	2033	51	7	0	—	0	—
Казахойл Актобе:	50.00%								
Месторождение Алибекмола		2001	2023	47	24	2	3	0	
ММГ:									
Месторождение Каламкас		1979	2031	2,043	603	8	8	0	—
Месторождение Жетыбай		1967	2031	715	396	7	7	1	1
Прочие месторождения		между 1990-2003	между 2020-2030	40	2	0	—	0	—
						—		—	
РД КМГ:	61.36%[1]					—		—	
Казгермунай:						—		—	
Месторождение Акшабулак	50.00%	1997	2024	61	15	0	9	0	1
РК1:	33.00%					—		—	
ПККР		между 1984-2000	между 2019-2024	230	79	15	33	1	—
						—		—	
Итого по совместно контролируемым предприятиям и ассоциированным организациям		—	—	**3,187**	**1,126**	**32**	**75**	**2**	**2**
Итого		—	—	**9,166**	**2,765**	**101**	**160**	**17**	**12**

Примечание:

(1) По состоянию на 30 июня 2010 года

(2) По состоянию на 30 июня 2010 года в процентном отношении к простым голосующим акциям РД КМГ.

Крупные промыслы РД КМГ

РД КМГ – крупнейшая дочерняя организация Компании по запасам сырой нефти и газа категорий A+B+C1, на ее долю приходится 30,9% запасов сырой нефти A+B+C1 и 57,5% запасов газа категорий A+B+C1 Компании (в каждом случае, без учета «Казгермунай»). РД КМГ также является крупнейшей дочерней организацией Компании по объемам добычи – 49,3% добычи сырой нефти Компании и 21,9% добычи газа в 2009 году (в каждом случае, без учета «Казгермунай»).

Многие крупные месторождения РД КМГ являются зрелыми; поэтому уровень добычи на них поддерживается посредством осуществления различных проектов стимуляции и реабилитации, включая бурение и заканчивание новых скважин, проведение КРС и внедрение различных технологий вторичной интенсификации и стимуляции скважин. См. раздел «*Освоение и реабилитация нефтяных месторождений*».

Остальной выпущенный акционерный капитал РД КМГ, в который входят как простые акции, включенные в листинг на КФБ, так и ГДР, включенные в листинг на Лондонской фондовой бирже, находится в открытом обращении. 30 сентября 2009 года Китайская инвестиционная корпорация объявила о том, что она приобрела 11%-ный пакет акций РД КМГ посредством покупки ГДР на открытом рынке за 939 млн. долларов США. Несмотря на значительный размер пакета, РД КМГ не предоставил Китайской инвестиционной корпорации никаких специальных прав акционера в результате указанной операции. Финансовое положение и результаты хозяйственной деятельности РД КМГ консолидируются с данными Компании в Промежуточной финансовой отчётности 2010 и Финансовой отчетности за 2009 год, и Финансовая отчетность за 2009 год отражает суммы, относимые на доли миноритарных акционеров, находящиеся в открытом обращении. В настоящем Базовом проспекте, если не указано иное, данные, представленные по РД КМГ в отношении добычи и запасов, а также другие подобные данные, отражают всю долю собственности РД КМГ.

Месторождение Узень

Месторождение Узень является крупнейшим месторождением РД КМГ по запасам сырой нефти и по уровню добычи. На 31 декабря 2009 года прогнозные запасы месторождения Узень составляли: сырая нефть категорий A+B+C1 – 157,3 млн. тонн, газ категорий A+B+C1 – 16,2 млн. $м^3$, что составляет 21,0% и 16,2% запасов сырой нефти и газа категорий A+B+C1 Компании, соответственно.

Месторождение Узень, расположенное в Мангистауской области, было обнаружено в 1961 году, добыча на нем начата в 1965 году. Нефтедобыча на Узеньском месторождении осуществляется с 13 горизонтов юрских отложений, расположенных на глубине менее 1 800 м. Максимальная плотность нефти сортов «Urals» и «Brent», добываемой на Узеньском месторождении, обычно составляет 34 градуса API, содержание серы колеблется от 0,16% до 0,24%, наблюдается значительное содержание парафина, средняя обводненность 81,5%.

На 30 июня 2010 года и 31 декабря 2009 года фонд скважин месторождения Узень состоял из 3 583 и 3 226 продуктивных скважин соответственно и 1 191 нагнетательных скважин, включая 60 новых скважин, пробуренных в 2010 году, закончившемся 30 июня, и 77 новых скважин, пробуренных в 2009 году. В течение 6 месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня, и 2009 и 2008 годах на Узеньском месторождении было добыто 3,0, 6,3 и 6,6 млн. тонн сырой нефти, соответственно, что составляет 28.8%, 34,3% и 38,8% объема добычи сырой нефти Компании за указанные годы, соответственно. В течение 6 месяцев 2010 года,

закончившихся 30 июня, и в 2009 годах средняя производительность продуктивных скважин Узеньского месторождения составила 16 302 и 17 126 тонн сырой нефти на одну скважину в сутки.

За шесть месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня, на Узеньском месторождении было добыто 120,7 млн. $м^3$ газа, 55,4 млн. $м^3$ из них было использовано для внутренних нужд Узеньского месторождения. В 2009 году, закончившемся 31 декабря, на Узеньском месторождении было добыто 256,7 млн. $м^3$ газа, 117,8 млн. $м^3$ из них было использовано для внутренних нужд Узеньского месторождения. Использование для внутренних нужд включало подогрев нефти, находящейся в трубопроводах РД КМГ, которая в противном случае бы затвердела при температуре -35 С° вследствие содержания парафина. Оставшаяся часть газа направляется на газоперерабатывающий завод РД КМГ в Узене с целью переработки и последующей продажи.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, по сравнению с 6 месяцами 2009 года, закончившихся 30 июня, объемы добычи сырой нефти на месторождении Узень снизились на 4,6% или 140 000 тонн, в связи с потерей сырой нефти в размере 27 600 тонн во время 19-дневной забастовки в марте 2010 года. См. раздел *«Работники»*.

Месторождения ЭМГ

Месторождения ЭМГ – это 39 нефтяных месторождений, расположенных в районе северного и восточного побережья Каспийского моря в Атырауской области. Из добывающих месторождений ЭМГ, следующие 8 месторождений являются крупнейшими по запасам и объемам добычи: (i) месторождение Кенбай (Восточный Молдабек / Северный Котыртас); (ii) Нуржановское месторождение; (iii) месторождение Камышитовое Юго-Западное; (iv) Ботахан; (v) Восточный Макат; (vi) Забурунье; (vii) Жанаталап; и (viii) месторождение Камышитовое Юго-Восточное. На 31 декабря 2009 года прогнозные запасы на месторождениях ЭМГ были следующими: сырая нефть категорий A+B+C1 – 73,8 млн. тонн, газ категорий A+B+C1 – 30 280 млн. $м^3$, что составляет 9,9% и 29,6% запасов сырой нефти и газа категорий A+B+C1 Компании, соответственно.

В таблице ниже приведена определенная информация по наиболее значительным месторождениям ЭМГ:

Месторождение	Начало добычи	Продуктивная геологическая структура
Кенбай (Восточный Молдабек / Северный Котыртас)	1996 г.	Добыча с 15 горизонтов меловых, юрских и триасовых отложений, залегающих на глубине менее 1 900 м
Нуржановское	1967 г.	Добыча с 9 горизонтов меловых, юрских и триасовых отложений, залегающих на глубине менее 3 320 м
Камышитовое Юго-Западное	1972 г.	Добыча с 7 горизонтов меловых, юрских и пермско-триасовых отложений, залегающих на глубине менее 850 м
Ботахан	1981 г.	Добыча с 2 горизонтов юрских отложений, залегающих на глубине менее 1 400 м
Восточный Макат	1993 г.	Добыча с 6 горизонтов меловых, юрских и пермско-триасовых отложений, залегающих на глубине менее 1 350 м
Забурунье	1989 г.	Добыча с 3 горизонтов меловых отложений, залегающих на глубине менее 920 м
Жанаталап	1974 г.	Добыча с 7 горизонтов юрских и пермско-триасовых отложений, залегающих на глубине менее 1 200 м
Камышитовое Юго-Восточное	1987 г.	Добыча с 4 горизонтов меловых и юрских отложений, залегающих на глубине менее 650 м

На 30 июня 2010 года и 31 декабря 2009 года фонд скважин месторождений ЭМГ состоял из 2 331 и 2 169 продуктивных скважин и 454 и 467 нагнетательных скважин,

включая 24 новых скважины, пробуренных в течение 6 месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня и 18 новых скважин, пробуренных в 2009 году. За шесть месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня, на месторождениях ЭМГ было добыто по 2 711 млн. тонн сырой нефти, составивших 13,3 % объема выработки сырой нефти Компанией за данный период. В 2009 и 2008 годах, закончившихся 31 декабря, на месторождениях ЭМГ было добыто по 2,7 млн. тонн сырой нефти, что составляет 14,9% и 16,5% объема добычи сырой нефти Компании за указанные годы, соответственно. В течение 6 месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня и 2009 года, закончившегося 31 декабря, средняя производительность продуктивных скважин месторождений ЭМГ составила 7 541 и 7 427 тонн сырой нефти на одну скважину в сутки.

На месторождениях ЭМГ также было добыто 76.9 за 6 месяцев 2010 горда, закончившихся 30 июня и 157,4 млн. $м^3$ газа в 2009 году, закончившемся 31 декабря, соответственно. Газ, добываемый на месторождениях ЭМГ, используется исключительно для внутренних нужд РД КМГ. Данный газ используется для подогрева нефти, находящейся в трубопроводах РД КМГ, которая в противном случае бы затвердела при температуре -35 С° вследствие содержания парафина.

Значительные продуктивные месторождения совместных предприятий и ассоциированных организаций РД КМГ

Казгермунай

Казгермунай – совместное предприятие в форме совместно контролируемой организации между РД КМГ и PKI (через дочернее предприятие ПККР, находящееся в его полной собственности), каждому из которых принадлежит по 50%-ной доле участия. В июле 2006 года Компания приобрела 50%-ную долю в «Казгермунай», а 24 апреля 2007 года продала всю свою долю в «Казгермунай» в пользу РД КМГ. Через свою 33%-ную долю в PKI, РД КМГ также получает экономические выгоды от принадлежащей PKI 50%-ной доли участия в «Казгермунай», передаваемые Компании через ее долю в РД КМГ. См. раздел «*Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Основные факторы, влияющие на результаты деятельности – Приобретения*».

Казгермунай является оператором месторождения Акшабулак, крупнейшего из его месторождений, на основании Контракта на недропользование, срок действия которого истекает в 2024 году. На 31 декабря 2009 года прогнозные запасы месторождения Акшабулак, относимые на счет Компании через РД КМГ, составляли: сырая нефть категорий A+B+C1 – 11,7 млн. тонн, газ категорий A+B+C1 – 1 700 млн. $м^3$, что составляет 1,6% и 1,7% запасов сырой нефти и газа категорий A+B+C1 Компании, соответственно.

Месторождение Акшабулак, расположенное в Кызылординской области, было обнаружено в 1984 году, добыча начата в июле 1989 года. Нефтедобыча на месторождении Акшабулак осуществляется с трех горизонтов юрских и меловых отложений, расположенных на глубине менее 1 800 м. Нефть сорта «Urals», добываемая на месторождении Акшабулак, обычно имеет максимальную плотность 900 $г/м^3$, содержание серы от 0,1% до 0,3% и среднюю обводненность 2,0%.

На 30 июня 2010 года и 31 декабря 2009 года фонд скважин месторождения Акшабулак состоял из 61 продуктивных скважин и 15 нагнетательных скважин, пробуренных в течение 6 месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня и 31 декабря 2009 года, включая 10 новых скважин, пробуренных в 2009 году. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года на месторождении Акшабулак было добыто 703.0 тыс. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании через РД КМГ, что составляет 6,9% объема добычи сырой нефти Компании, и за 2009 год, закончившийся 31 декабря на месторождении Акшабулак было добыто 1 477 тыс. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании через РД КМГ, что составляет 8,1% объема

добычи сырой нефти Компании за 2009 год.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, на месторождении Акшабулак было добыто 3 884 тонн сырой нефти в день, относимой на счет Компании через РД КМГ, и в 2010 году, закончившемся 31 декабря, продуктивные скважины на месторождении Акшабулак производили около 4 047 тонн сырой нефти в день, относимой на счет Компании через РД КМГ.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, на месторождении Акшабулак было добыто 112,5 млн. $м^3$ газа, относимого на счет Компании, что составляет 5,1% объема добычи газа Компании. В 2009 году, закончившемся 31 декабря, на месторождении Акшабулак было добыто 238,7 млн. $м^3$ газа, относимого на счет Компании, что составляет 5,7% объема добычи газа Компании.

CCEL

CCEL – совместное предприятие в форме совместно контролируемой организации между РД КМГ и CITIC, каждому из которых принадлежит по 50%-ной доле. РД КМГ приобрело 50%-ную долю участия в CCEL 12 декабря 2007 года.

CCEL имеет 94,63%-ную долю участия в предприятии, занимающемся разработкой месторождения Каражанбас в Западном Казахстане. На 31 декабря 2009 года расчетные запасы месторождения Каражанбас составляли: сырая нефть категорий A+B+C1 – 28,8 млн. тонн.

Месторождение Каражанбас, расположенное в Мангистауской области, было обнаружено в 1974 году, добыча начата в 1980 году. Нефтедобыча на месторождении Каражанбас осуществляется с пяти горизонтов юрских и меловых отложений, залегающих на глубине менее 400 м. Нефть сорта «Urals», добываемая на месторождении Каражанбас, обычно имеет максимальную плотность 900 $г/м^3$, содержание серы от 0,1% до 0,2% и среднюю обводненность 80%.

На 30 июня 2010 года и 31 декабря 2009 года фонд скважин месторождения Каражанбас состоял из 1 735 и 1 649 продуктивных скважин и 577 и 552 нагнетательных скважин, включая 111 новых скважин, пробуренных в 2010 году, закончившемся 30 июня, и 88 новых скважин, пробуренных в 2009 году. В 2010 году, закончившемся 30 июня, и 2009 и 2008 годах на месторождении Каражанбас было добыто 0,9, 1,9 и 1,8 млн. тонн сырой нефти, соответственно. За шесть месяцев 2010 года, закончившимся 30 июня, средняя производительность продуктивных скважин месторождения Каражанбас составила 5 090 тонн сырой нефти в сутки. В 2009 году, закончившемся 31 декабря, средняя производительность продуктивных скважин месторождения Каражанбас составила 5 115 тонн сырой нефти в сутки.

За шесть месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня, на месторождении Каражанбас было добыто 7, 6 попутного газа и в 2009 году, закончившемся 31 декабря, на месторождении Каражанбас было добыто 15,5 млн. $м^3$ попутного газа, соответственно.

PKI

5 июля 2006 года Компания приобрела у CNPC 33%-ную долю участия в PKI за 169,4 млрд. тенге. В декабре 2009 года Компания продала свою долю в PKI в пользу РД КМГ. Таким образом, PKI является ассоциированной организацией РД КМГ, и, следовательно, Компания не имеет прямого участия в запасах или продукции PKI.

Деятельность PKI по разведке и разработке осуществляется ПККР, которое заключило

с МЭМР два контракта на разведку и пять контрактов на разведку и добычу на семи месторождениях в Южно-Тургайском бассейне (Южный Казахстан) на площади 80 000 км^2.

В таблице ниже представлена некоторая информация по пяти продуктивным месторождениям PKI:

Месторождение	Дата начала добычи	Продуктивная геологическая структура
Южный Кумколь и прилегающие к нему участки	1984 г.	Кызылординская область; нижние меловые и юрские отложения глубиной от 900 до 1 370 м
Арыскум	1985 г.	Кызылординская область; нижние меловые и юрские отложения глубиной 1 200 м
Юго-восточный Кумколь	1997 г.	Кызылординская и Джезказганская области; нижние меловые и юрские отложения глубиной менее 1 585 м
Майбулак	1988 г.	Карагандинская и Кызылординская области; нижние меловые и юрские отложения глубиной менее 1 160 м
Кызылкия	2000 г.	Кызылординская область; нижние меловые и юрские отложения глубиной менее 1 550 м

На 31 декабря 2009 года расчетные запасы на месторождениях PKI в совокупности, включая месторождения, запасы которых относятся на счет PKI в силу 50%-ного участия в Казгермунай, составляли: сырая нефть категорий A+B+C1 – 64,2 млн. тонн и газ категорий A+B+C1 – 4,3 млн. м^3, из которых 51,1% или 32,8 млн. тонн сырой нефти и 0% или 0 млн. м^3 газа относятся на счет PKI.

Сырая нефть сорта «Urals», добываемая на месторождениях PKI, обычно имеет максимальную плотность 800 г/ м^3, содержание серы 0,1% и среднюю обводненность 65%.

На 30 июня 2010 года и 31 декабря 2009 года фонд скважин на месторождениях PKI состоял из 517 и 403 продуктивных и 115 и 108 нагнетательных скважин, включая 41 новых скважин, пробуренных за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, и 67 новых скважин, пробуренных в 2009 году. На месторождениях PKI было добыто 3,0, 6,2 и 6,3 млн. тонн сырой нефти за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, и в 2009 и 2008 годах, соответственно. За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, продуктивные скважины месторождений PKI давали в среднем 16 365 тонны сырой нефти в сутки каждая. В 2009 году, закончившемся 31 декабря, на месторождениях PKI было добыто в среднем 17 074 тонны сырой нефти в сутки каждая. За 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, на месторождениях PKI было добыто 463,6 млн. м^3 газа, а в 2009 году, закончившемся 31 декабря, на месторождениях PKI было добыто 876 млн. м^3 газа.

Значительные продуктивные месторождения других совместно контролируемых предприятий и ассоциированных организаций

ТШО

ТШО владеет единственным крупнейшим месторождением в Казахстане и является самым значительным совместным предприятием Компании по добыче нефти. ТШО является совместным предприятием между Компанией, владеющей 20%-ной долей, «Chevron» (прямо или косвенно через 100%-ные аффилиированные лица), владеющей 50%-ной долей, «ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc.», владеющей 25%-ной долей и «LukArco», на долю которой приходится 5%. См. более подробно информацию о соглашениях по эксплуатации и внутреннему управлению ТШО в разделе «*Уставный капитал, сделки с единственным*

акционером и со связанными сторонами – Отношения между Компанией и ТШО».

ТШО является оператором месторождения Тенгиз в Западном Казахстане, которое входит в число крупнейших разрабатываемых месторождений в мире по запасам категорий A+B+C1, а также соседнего Королевского месторождения. Правительство предоставило ТШО исключительные права на разработку месторождений в пределах участка площадью 4 000 км^2, прилегающего к Каспийскому морю, по Контракту на недропользование, срок действия которого может быть продлен Компанией до 2033 года.

Месторождение Тенгиз. На 31 декабря 2009 года прогнозные запасы Тенгизского месторождения составляли: сырая нефть категорий A+B+C1, относимая на счет Компании – 216,4 млн. тонн, что составляет 28,9% запасов сырой нефти категорий A+B+C1 Компании.

Месторождение Тенгиз, расположенное в Атырауской области на южной стороне прикаспийского бассейна площадью 500 000 км^2 (северо-восточное побережье Каспийского моря), было обнаружено в 1979 году, добыча начата в 1991 году. Площадь Тенгизского коллектора составляет более 110 км^2 в верхней и 400 км^2 в нижней части, максимальная толщина с верхней до нижней точки коллектора составляет примерно 1,5 км. Верхняя часть коллектора залегает на глубине 3 850 м ниже уровня моря. Самое глубокое известное залегание нефти на глубине 5 429 м ниже уровня моря. Он является частью большого кольцеобразного комплекса диаметром 50 км, включающего карбонатные структуры Королев, Каратон, Тажигали и Пустынь. Тенгизский коллектор сформировался в девонский и каменноугольный периоды в результате повторяющихся отложений губчатых фрагментов и известкового ила.

Вследствие высокой сернистости тенгизской нефти, на 30 июня 2010 года, по оценкам ТШО, на территории компании было складировано 6,4 млн. тонн попутной серы в виде блоков (6,9 млн. тонн на 31 декабря 2009 года). В 2010 и 2009 годах ТШО продало 2,7 и 2,2 млн. тонн серы и произвело 1,8 и 1,1 млн. тонн серы в течение 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года и в 2009 год, закончившийся 31 декабря. См. раздел «*Судебные процессы*».

Как на 30 июня 2010 года, так и на 31 декабря 2009 года фонд скважин Тенгизского месторождения состоял из 51 продуктивных скважин и 7 нагнетательных скважин. В течение 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, и 2009 году не было пробурено ни одной новой скважины. В течение 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2010 года, и в 2009 и 2008 годах на Тенгизском месторождении было добыто 2,2, 3,9 и 3,0 млн. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, соответственно, что составляет 21,0, 21,2% и 17,4% объема добычи сырой нефти Компании за соответствующие годы. За шесть месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня, средняя производительность продуктивных скважин на Тенгизском месторождении составила в сутки 11 893 тонн сырой нефти, относимой на счет Компании. В 2009 году, закончившемся 31 декабря, средняя производительность продуктивных скважин на Тенгизском месторождении составила в сутки 10 592 тонн сырой нефти, относимой на счет Компании.

Проекты по расширению месторождения Тенгиз. В 2008 году ТШО завершило два интегрированных проекта, включающих строительство завода второго поколения (**SGP**) и проект закачки сырого газа (**SGI**, а совместно с SGP – **Расширение месторождения Тенгиз**). Проекты по расширению месторождения Тенгиз позволили ТШО существенно увеличить объем добычи и переработки. Мощность перерабатывающих объектов ТШО выросла до 17,3млн. тонн в год в 2008 году и 22,5% млн. тонн в год в 2009 году. По оценкам ТШО в 2010 году добыча сырой нефти возрастет еще на 23,7 млн. тонн в год.

Проект SGP включает строительство крупной технологической линии подготовки сырой нефти и попутного сернистого газа, что связано с высоким содержанием серы, и

также включает объекты для переработки дополнительных объемов высокосернистого газа в объеме 7,4 млн. $м^3$ в год.

Проект SGI подразумевает обратную закачку сырого газа, отделенного от сырой нефти на технологической линии SGP, в Тенгизский коллектор. Обратная закачка используется для поддержания давления в коллекторе, что должно повысить коэффициент извлечения нефти в течение срока разработки коллектора. Проект SGI позволяет решить следующие две основные задачи: во-первых, уменьшается потребность в мощностях по переработке сырого газа на SGP, тем самым увеличивается мощность производства жидкой продукции и уменьшаются объемы производства серы и газа. 30% продуктов сырого газа (сухой газ, сжиженный газ и сера), получаемых в результате увеличения добычи сырой нефти за счет SGP, будут закачаны обратно в коллектор. Во-вторых, планируется, что с течением времени проект SGI позволит повысить эффективность добычи и извлекаемые объемы, так как закачиваемый газ позволяет поддерживать более высокое пластовое давление, что приведет к вытеснению нефти в направлении продуктивных скважин.

Проект SGI реализован в два этапа. Первый этап начался в ноябре 2006 года с закачки подготовленного газа в Тенгизский коллектор и продолжался до июня 2007 года, когда закачка была остановлена для подготовки компрессоров закачки сырого газа. В ходе второго этапа, начавшегося в октябре 2007 года и завершенного в 2008 году, закачка сырого газа привела к увеличению добычи сырой нефти до 9 - 13 тыс. тонн в сутки.

Общая стоимость проектов по расширению месторождения Тенгиз составила 7,2 млрд., долларов США (из них 4,2 млрд. долларов США пришлись на стоимость оборудования, и 3 млрд. долларов США на бурение), на 31 декабря 2009 года все указанные затраты оплачены ТШО. Исходя из прогнозных запасов категорий A+B+C1 на 31 декабря 2009 года, ожидается, что проекты по расширению месторождения Тенгиз позволят повысить уровень добычи в течение следующих 15 лет.

ТШО завершило реализацию первого этапа проекта FGP. FGP, также как и SGP, подразумевает строительство крупной технологической линии подготовки сырой нефти и попутного сернистого газа, что связано с высоким содержанием серы. Общая стоимость FGP предполагается в размере до 21,5 млрд. долларов США, которые ТШО планирует оплачивать за счет своих денежных потоков, а также, при необходимости, с привлечением внешнего финансирования. ТШО предполагает, что следующие этапы реализации проекта FGP начнутся после получения необходимых согласований соответствующих контролирующих органов и партнеров, и что завершение проекта планируется в 2016 году. По завершении второго и третьего этапов, FGP позволит ТШО увеличить уровень добычи и повысить перерабатывающую мощность, что, в свою очередь, позволит ТШО увеличить объем добычи сырой нефти на 12 млн. тонн в год. В августе 2010 года, прошли публичные слушанья по экологическим вопросам Кульсары, и ТШО получил разрешение продолжить второй этап FGP.

ТОО «Казахойл Актобе»

ТОО «Казахойл Актобе» (далее – «**Казахойл Актобе**») – это совместное предприятие между Компанией и «Caspian Investments Resources Ltd.», каждой из которых принадлежит по 50%. «Caspian Investments Resources Ltd.» – совместно контролируемое предприятие по принципу 50/50 между «LUKOIL Overseas» и «Mittal Investments». В июле 2010 года, Компания и РД КМГ достигли соглашения, по которому Компания передала 50% доли в Казахоил Актобе за 350 млн. долларов, включая задолжности MIBV в размере 116 млн. долларов, при условии получения отказа Правительства от права первого выкупа согласно Статье 12 и 36 Закона о недропользовании. Передача плнируется завершиться до конца 2010 года. «Казахойл Актобе» является оператором месторождения Алибекмола, крупнейшего из

его месторождений, на основании Контракта на недропользование, срок действия которого истекает в 2023 году. На 31 декабря 2009 года расчетные запасы месторождения Алибекмола, относимые на счет Компании, составляли: сырая нефть категорий A+B+C1 – 17 млн. тонн, газ категорий A+B+C1 – 4 475 млн. м^3, что составляет 2,3% и 4,4% запасов сырой нефти и газа категорий A+B+C1 Компании, соответственно.

Месторождение Алибекмола, расположенное в Актюбинской области, было обнаружено в 1987 году, добыча начата в 2001 году. Нефтедобыча на месторождении Алибекмола осуществляется с двух горизонтов каменноугольных отложений, залегающих на глубине менее 3 500 м. Нефть сорта «Urals», добываемая на месторождении Алибекмола, обычно имеет максимальную плотность 722 г/м^3, содержание серы от 1,2% до 1,4% и среднюю обводненность 6,7%.

На 30 июня 2010 года и 31 декабря 2009 года фонд скважин месторождения Алибекмола состоял из 47 и 45 продуктивных скважин и 24 нагнетательных скважин, включая три новых скважины, пробуренные в 2009 году, и две новые скважины, пробуренные в 6 месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня. За шесть месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня, на месторождении Алибекмола было добыто 0,1 млн. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, что составляет 1,4% объема добычи сырой нефти Компании. В 2009 и 2008 годах на месторождении Алибекмола было добыто по 0,3 млн. тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, что составляет 1,6% объема добычи сырой нефти Компании за указанные годы, соответственно. За шесть месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня, средняя производительность продуктивных скважин месторождения Алибекмола составила 773 тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, в сутки. В 2009 году, закончившемся 31 декабря, средняя производительность продуктивных скважин месторождения Алибекмола составила 808 тонн сырой нефти, относимой на счет Компании, в сутки.

За шесть месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня, на месторождении Алибекмола было добыто 43,5 млн. м^3 газа, относимого на счет Компании, что составляет 2,0% от объема добычи газа Компании. В 2009 году, закончившемся 31 декабря, на месторождении Алибекмола было добыто 92,9 млн. м^3 газа, относимого на счет Компании, что составляет 2,2% от объема добычи газа Компании.

ММГ

ММГ является компанией, занимающейся разведкой и добычей нефти и газа, принадлежащей компании MIBV - совместно контролируемое предприятие КМГ и CNPC E&D, где каждому из партнеров принадлежит доля по 50%. КМГ приобрел свою долю в ММГ 25 ноября 2009 года. В июле 2010 года, Компания и РД КМГ достигли соглашения, по которому Компания передала 50% доли в MIBV (совместное предприятие, через которое Компания держит 50 % в ММГ) РД КМГ за денежное вознаграждение в сумме 330 млн. долларов и принимая во внимание задолженности MIBV в размере 1 330 млн. долларов, при условии получения отказа Правительства от права первого выкупа согласно Статьям 12 и 36 Нового закона о недрах. Передача плнируется завершиться до конца 2010 года. ММГ является одним из крупнейших нефтедобывающих предприятий Казахстана и эксплуатирует месторождение Каламкас – одно из крупнейших в Казахстане, на основании Контракта на недропользование, срок которого истекает в 2027 году. По состоянию на 31 декабря 2009 года расчетные запасы месторождения Каламкас, относимые на счет Компании, составляли 44,2 млн. тонн сырой нефти по категориям A+B+C1 и 10 859,0 млн. м^3 газа по категориям A+B+C1, что составляет 5,9% и 10,6% запасов сырой нефти и газа Компании по категориям A+B+C1, соответственно.

Месторождение Каламкас, расположенное в северной части полуострова Бузачи в Тупкараганского района Мангистауской области, в пределах прикаспийской низменности, прилегающей к Каспийскому морю, было обнаружено в 1976 году, добыча начата в 1979

году. Нефтедобыча на месторождении Каламкас ведется с 11 горизонтов нижнемеловых и юрских отложений, залегающих на глубине менее 900 м. Нефть сорта «Urals», добываемая на месторождении Каламкас, обычно имеет максимальную плотность 904 г/м^3, содержание серы от 1,21% до 1,45% и среднюю обводненность 85%.

На 30 июня 2010 года и 31 декабря 2009 года фонд скважин месторождения Каламкас состоял из 2043 и 1 973 продуктивных скважин и 603 нагнетательных скважин на 30 июня 2010 года и 31 декабря 2009 года, включая восемь новых скважин, пробуренных в 2009 году и восемь новых скважин, пробуренных в течение 6 месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня. На месторождении Каламкас было добыто 2,1 тонн сырой нефти в течение 6 месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня, и 4,2 млн. тонн сырой нефти в 2009 году, соответственно. В течение 6 месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня, средняя производительность продуктивных скважин месторождения Каламкас составила 11 080 тонн сырой нефти в сутки. В 2009 году, закончившемся 31 декабря, средняя производительность продуктивных скважин месторождения Каламкас составила 11 511 тонн сырой нефти в сутки.

За шесть месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня, на месторождении Каламкас было добыто 144 млн. м^3 попутного газа. В 2009 году на месторождении Каламкас было добыто 272 млн. м^3 попутного газа.

Месторождение Жетыбай – второе по величине месторождение ММГ. Месторождение Жетыбай, расположенное в Каракиянском районе Мангистауской области, прилегающей к Каспийскому морю, было обнаружена 1961 году, добыча начата в 1967 году. Нефтедобыча на месторождении Жетыбай ведется с 11 горизонтов среднеюрских отложений, залегающих на глубине менее 2 450 м. Нефть сорта «Urals», добываемая на месторождении Жетыбай, обычно имеет максимальную плотность 870 г/м^3, содержание серы 0,1% и среднюю обводненность 58%.

На 30 июня 2010 года и 31 декабря 2009 года фонд скважин месторождения Жетыбай состоял из 715 и 682 продуктивных скважин, а также 396 и 390 нагнетательных скважин, включая восемь новых скважин, пробуренных в 6 месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня, и восемь новых скважин, пробуренных в 2009 году. За шесть месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня, на месторождении Жетыбай было добыто 0,7 млн. тонн сырой нефти. В 2009 году, закончившемся 31 декабря, на месторождении Жетыбай было добыто 1,5 млн. тонн сырой нефти. За шесть месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня, средняя производительность продуктивных скважин месторождения Жетыбай составила 4 087 тонн сырой нефти в сутки. В 2009 году, закончившемся 31 декабря, средняя производительность продуктивных скважин месторождения Жетыбай составила 4 137 тонн сырой нефти в сутки.

Помимо месторождений Каламкас Жетыбай, ММГ также имеет лицензии на разведку и разработку 15 других нефтегазовых месторождений в Казахстане и Каспийском регионе.

Проекты по разведке

Компания должна активно использовать возможности разведки для поддержания имеющейся сырьевой базы и обеспечения долгосрочной стратегии увеличения добычи. Компания считает, что сможет обеспечить достаточное количество проектов по разведке за счет осуществления в качестве бенефициара Правительства преимущественного права на приобретение доли участия в Контрактах на недропользование и в отчуждаемых предприятиях-недропользователях, которые являются стороной Контракта на недропользование. См. разделы «*Правовое регулирование в Республике Казахстан – Преимущественное право Государства и регулирование прав недропользования*».

Вследствие разработанности многих месторождений РД КМГ, РД КМГ определил

разведку в качестве своей ключевой задачи долгосрочной стратегии обеспечения стабильной добычи. Разведочное бурение проводится на месторождениях Доссор и Узень, и почти все новые геологические и геофизические работы выполняются на других нефтяных месторождениях, на которые у РД КМГ имеются Контракты на недропользование. С конца 90-х РД КМГ и его предшественники (АО «УзеньМунайГаз» и АО «ЭмбаМунайГаз», которые были реорганизованы путем присоединения к РД КМГ в марте 2004 года) осуществляют разведку дополнительных запасов нефти в прикаспийском бассейне на участках, разработку которых ведет РД КМГ. С 2002 года РД КМГ и его правопредшественники также разрабатывают Мангистауский бассейн. Бюджет на разведку РД КМГ на 2010 год составляет примерно 29,4 млн. долларов США, из которых 13,6 млн. долларов США на момент выпуска настоящего Базового проспекта были потрачены.

Основные разведочные активы Компании и ее дочерних организаций, а также ее и их совместных предприятий в Казахстане расположены на западе Казахстана, включая шельф в северной части Каспийского моря, где находится месторождение Кашаган, и в центральной части Каспийского моря.

В таблице ниже описывается значительная деятельность Компании, ее дочерних организаций, а также ее и их совместных предприятий в области разведки по состоянию на 30 июня 2010 г.:

На 30 июня 2010 года

Разведочная площадь	Собственник[1]	Общая площадь проекта (км^2)	Окончание контракта[2]	Кол-во разведочных скважин	Доля участия по лицензии или контракту, %	
					Самостоятельные операции	Совместные операции
Морские:						
Северо-Каспийский проект	КСКП	**5 600**	**2041**	**6**	-	16.81%
в котором по месторождению Кашаган	КСКП	**1 420**	**2041**	**2**	-	16.81%
Участок Курмангазы	«КазмунайТениз»	**3 512**	**2050**	**2**	–	**50,00%**
Участок Аташ	«КазмунайТениз»	9 744	**2010**	**1**	–	**50,00%**
Участок Тюб-Караган	«КазмунайТениз»	1 372	**2043**	**1**	–	**50,00%**
Участок Жемчужины	«КазмунайТениз»	895	**2040**	**2**	–	**25,00%**
Участок Жамбай	«КазмунайТениз»	2 185	**2026**	**-**	–	**50,00%**
Участок «Н»	«КазмунайТениз»	8 209	2058	-	–	**51,00%**
Мертвый Култук	«КазмунайТениз»	7 273	2039	**2**	–	**50,00%**
Жамбыл	«КазмунайТениз»	1 935	2014	-	-	73,00%
Наземные						
Участок Р-9	РД КМГ	**5 894**	2011	4	61.36%[3]	-
Месторождение Лиман	РД КМГ	**6 030**	2009	-	61.36%[3]	-

Примечания:
(1) Включает прямое и косвенное право собственности.
(2) На каждую разведочную площадь имеется одна лицензия/контракт.
(3) По состоянию на 30 июня 2010 года в процентном отношении к простым голосующим акциям РД КМГ.

КСКП

В декабре 1993 года казахстанский сектор Каспийского моря был открыт для разведки нефти международными компаниями. Семь международных нефтяных компаний («AGIP S.p.A.», «British Gas Exploration and Production Limited», «Mobil Oil Kazakhstan Inc.», «Shell Exploration B.V.», «Total EP Kazakhstan», альянс «BP Exploration Operating Company Limited» и «Statoil») и государственная компания «КазахстанКаспийШельф» были выбраны

Правительством для формирования КСКП, целью которого является разработка крупных морских нефтегазовых месторождений, включая Кашаган, в северной части казахстанского сектора Каспийского моря.

Участие подрядчиков в КСКП регулируется Соглашением о разделе продукции от 18 ноября 1997 года, срок действия которого составляет 40 лет с момента коммерческого обнаружения, подписанным между компаниями «AGIP S.p.A.», «British Gas Exploration and Production Limited», «BP Exploration Operating Company Limited», «Den Norsk Stats Oljesejokap a.s.», «Mobil Oil Kazakhstan Inc.», «Shell Exploration B.V.», «Total Exploration Production Kazakhstan», «НК «КазахстанКаспийШельф», Республикой Казахстан и АО «ННК «КазахОйл», и Соглашением о совместной деятельности от 29 марта 2005 года (далее совместно именуемые – **СРП СК**), подписанным консорциумом в составе «AGIP Caspian Sea B.V.», «ExxonMobil Kazakhstan», «INPEX North Caspian Sea Ltd.», «Phillips Petroleum Kazakhstan Ltd.», «Shell Kazakhstan Development B.V.» и «Total EP Kazakhstan» (далее – **Северо-Каспийский проект**). Компания стала участником Северо-Каспийского проекта в мае 2005 года в результате приобретения 8,33% доли участия у существующих участников.

В январе 2006 года Компания передала свою 8,33% долю участия в КСКП своей 100%-ному дочерней организации «KMG Kashagan B.V.». В октябре 2008 года было подписано соглашение, устанавливающее новую договорную базу управления КСКП и предусматривающее передачу другими участниками КСКП в пользу Компании дополнительной доли участия в КСКП в размере 8,48%. В результате доля каждого иностранного участника в КСКП уменьшилась соразмерно переданной доле. Стоимость переданной доли составила 1,78 млрд. долларов США и подлежит оплате тремя равными ежегодными частями после начала добычи на Кашагане. По условиям соглашения, Компания не будет нести обязательств по внесению средств в счет оплаты дальнейших расходов по осуществлению проекта на месторождении Кашаган в случае внесения существенных изменений в проектную документацию проекта, или в случае если добыча не начнется до октября 2013 года. В январе 2009 года обязанности по управлению проектом перешли от компании «Eni S.p.a.» созданному участниками совместному предприятию «Норт Каспиан Оперейтинг Компании» (NCOC). К NCOC перешли все обязанности единоличного оператора КСКП и обязанности по контролю над всеми видами деятельности, планированию, управлению, координации, моделированию коллектора, разработке концепции и разработке планов освоения месторождения на первоначальном этапе. Также NCOC будет осуществлять взаимодействие с Правительством. Управляющий директор NCOC будет назначаться участниками на основе поочередности, начиная с представителя компании «Total EP Kazakhstan». Должность заместителя управляющего директора будет всегда занимать представитель компании «KMG Kashagan B.V.».

Месторождение Кашаган. Коммерческое обнаружение в Кашагане в северной части Каспийского моря, 80 км к юго-востоку от Атырау, было сделано в 2001 году. Кашаганское месторождение занимает площадь 820 км^2. На 31 декабря 2009 года запасы сырой нефти категорий A+B+C1 Кашаганского месторождения, приходящиеся на долю Компании на консолидированной основе, исходя из 16,81% доли участия Компании в КСКП, составляли 127,9 млн. тонн, что составляет 17,6% запасов Компании по сырой нефти категорий A+B+C1.

Освоение Кашаганского месторождения сопряжено с решением ряда сложных технических и экологических задач. В этом регионе Казахстана суровый климат с холодной зимой, жарким летом и резкими перепадами температуры. Зимы холодные – температура может упасть до -40°C, а летом поднимается до +40°C. Глубина вод на Кашаганском месторождении всего три метра. Морская вода замерзает на четыре – пять месяцев в году, с ноября по март, средняя толщина льда составляет около 0,6-0,7 м. Сочетание льда, мелководья и колебаний уровня моря значительно осложняет логистику. В связи со

сложными природными и геологическими условиями и дальнейшими доработками морской инфраструктуры проекта Кашаганского месторождения, начало промышленной добычи в настоящее время намечено на четвертый квартал 2012 года; ожидается, что месторождение будет полностью освоено к 2020 году.

Из-за переноса начала промышленной добычи с 2008 года на четвертый квартал 2012 года, капитальные затраты увеличились почти втрое. Отсрочка начала промышленной добычи и перерасход средств сверх тех, что запланированы бюджетом вследствие падения курса доллара США в отношении евро и других валют, рост цены издержек на товары и услуги, требуемые для реализации проекта, недооценка расходов и сложности осуществления деятельности в северной части Каспийского моря ввиду недостатка исходной информации, привели к необходимости перепроектировки для повышения эксплуатационных качеств и норм промышленной безопасности морской инфраструктуры.

На 30 июня 2010 года общий объем инвестиций в месторождение Кашаган участниками СРП СК составил 32,7 млрд. долларов США. Экспериментальный этап проекта закончен строительством пяти искусственных островов в Каспийском море и 40 скважин, в т.ч. 30 продуктивных и 10 нагнетательных скважин. По оценкам сторон СРП СК, извлекаемые запасы сырой нефти на месторождении Кашаган составляют от 7 до 9 млрд. баррелей. Результаты испытаний скважин и данные исследований недр поддерживают оценки, согласно которым полный объем добычи на месторождении составит до 1,5 млн. баррелей в сутки.

Поэтапным планом разработки месторождения Кашаган предусмотрено бурение 240 скважин и строительство промышленных установок на искусственных островах в Каспийском море, на которые будет поступать добыча с других сателлитных искусственных островов. Природный газ, добываемый на месторождении Кашаган, предполагается использовать, главным образом, для обратной закачки в пласт с целью поддержания пластового давления.

Обязанности по реализации первого этапа Кашаганского проекта останутся на компании «ENI S.p.a.». После введения в эксплуатацию первой очереди, обязанности по совместному управлению добычей перейдут к компании «Shell Kazakhstan Development B.V.» и Компании. На втором этапе компания «Shell» будет руководить разработкой морского месторождения, в то время как компания «ENI S.p.a.» будет отвечать за управление эксплуатацией наземной инфраструктуры, а компания «ExxonMobil Kazakhstan Inc.» будет управлять деятельность по бурению. В рамках выполнения своих обязанностей компании «ENI S.p.a.», «Shell Development B.V.» и «ExxonMobil Kazakhstan Inc.» будут наделены полномочиями по решению вопросов штатного укомплектования, закупок, порядка эксплуатации и управления.

Крупные проекты по разведке АО «КазМунайТениз»

Участок Курмангазы. ТОО «Курмангазы Петролеум» (далее – «**Курмангазы Петролеум**») – это 100%-ная дочерняя организация «КазМунайТениз», которая в свою очередь является 100%-ной дочерней организацией Компании; занимается разведочной деятельностью на месторождении Курмангазы. Разведка на месторождении Курмангазы осуществляется по договору о совместной деятельности, заключенному между «КазМунайТениз» и ТОО «РН-Казахстан», дочерней организацией компании «Роснефть», во исполнение соглашения о разделе продукции от 6 июля 2005 года, заключенного между «КазМунайТениз» и ТОО «РН-Казахстан», каждому из которых принадлежит 50% доля участия в проекте.

Участок Курмангазы расположен на южном склоне Бузачинского подъема северо-каспийского шельфа между нефтегазовыми месторождениями Кашаган и Южное Корчагино (Широтное). Участок Курмангазы занимает площадь примерно 3 512 км^2. Глубина моря в

месте залегания составляет от пяти до семи метров. В июне 2006 года была пробурена первая разведочная скважина на месторождении Курмангазы, Курмангазы-1, а в мае 2009 года пробурена вторая разведочная скважина, Курмангазы-2, глубиной 1 600 м ниже уровня моря. Хотя обе скважины оказались сухими, бурение позволило получить данные по геологическим характеристикам структуры и определить коллекторы и перекрытия отложениями мелового и юрского периода. На основании этих данных партнеры планируют проведение дополнительных работ по сейсмике и бурению. Доля «КазМунайТениз» в расходах по разведке на месторождении Курмангазы в 2009 году составила 3 062 млн. тенге, и ожидается, что в 2010 году доля расходов составит 533,6 млн. тенге, из которых, на дату настоящего Базового проспекта, 417,8 млн. тенге были профинансированы КазМунайТениз.

Участок Аташ. ТОО «Аташ» – это совместно контролируемое предприятие между «КазМунайТениз» и «Lukoil Overseas Atash B.V.», в котором каждому из учредителей принадлежит 50% доля участия. ТОО «Аташ» в настоящее время ведет разведку на участке Аташ.

Участок Аташ расположен в центральной части казахстанского сектора Каспийского моря. Контрактная территория охватывает площадь 9 744 км^2. Глубина вод колеблется от одного до 40 метров. В 2009 году работы, выполненные на месторождении Аташ, включали переработку данных сейсморазведки, электрокаротажа и различные виды геологического анализа. В июне 2008 года пробурена первая разведочная скважина глубиной 2 500 м ниже уровня моря стоимостью 36 млн. долларов США. Доля «КазМунайТениз» в расходах по разведке на месторождении Аташ в 2009 году составила 105 млн. тенге. Ожидается, что расходы по разведке в 2010 году составят 119,5 млн. тенге, из которых, на дату настоящего Базового проспекта, 76,6 млн. тенге были профинансированы КазМунайТениз.

Участок Жемчужины. «Caspian Meruerty Operating Company B.V.» – это совместно контролируемое предприятие между «КазМунайТениз» (25%), «Shell EP Offshore Ventures Limited» (55%) и «Oman Pearls Company Limited» (20%). В настоящее время компания «Caspian Meruerty Operating Company B.V.» ведет разведку на участке Жемчужины.

Участок Жемчужины расположен в центральной части казахстанского сектора Каспийского моря. Контрактная территория занимает площадь 895 км^2. Структуры представлены в основном юрскими отложениями. Глубина вод колеблется от четырех до десяти метров. В 2007 году партнеры СП провели двухмерную сейсморазведку и пробурили одну разведочную скважину общей глубиной 2 118 м. В 2008 году партнеры СП пробурили вторую разведочную скважину, достигнув глубины 2 465 м ниже уровня моря стоимостью 65,5 млн. долларов США. В 2009 году партнеры СП пробурили вторую разведочную скважину Хазар-2 общей глубиной 2 032 м ниже уровня моря стоимостью 60,4 млн. долларов США. Все скважины оказались успешными. В период с 2008 по 2009 годы, были проведены операции по трёхмерной детализационной сейсмосъемке в объеме 900 км^2, охватывающие весь участок Жемчужины. Доля «КазМунайТениз» в расходах по разведке на участке Жемчужины в 2009 году составила 5 765 млн. тенге. Ожидается, что расходы по разведке в 2010 году составят 8 235 млн. тенге, из которых на дату настоящего Базового проспекта 2 507 млн. тенге были профинансированы КазМунайТениз.

Проект по освоению участка Тюб-Караган. «Tyub-Karagan Operating Company B.V.» – совместно контролируемое предприятие между «КазМунайТениз» и «Lukoil Overseas Shelf B.V.», в котором каждому из участников принадлежит по 50%-ной доле участия. «Tyub-Karagan Operating Company B.V.» в настоящее время ведет разведку на месторождении Тюб-Караган.

Месторождение Тюб-Караган расположено в центральной части казахстанского сектора Каспийского моря. Преобладают в основном триасовые, юрские и меловые

отложения. Глубина моря колеблется в пределах 7-10 метров. В 2009 году на участке Тюб-Караган проведены работы по обработке, анализу и геологической интерпретации полученного материала, уточнение геологической и тектонической модели контрактной территории. 19 ноября 2008 года между МЭМР, «КазМунайТениз» и «Lukoil Overseas Shelf B.V.» было достигнуто соглашение о продлении периода разведки месторождения Тюб-Караган до декабря 2010 года, с возможностью продления периода разведки еще на дополнительные два года до конца 2012 года. Доля «КазМунайТениз» в расходах по разведке на месторождении Тюб-Караган в 2009 году составила 291 млн. тенге. Ожидается, что расходы по разведке в 2010 году составят 311,8 млн. тенге, из которых на дату настоящего Базового проспекта 261.5 млн. тенге были профинансированы КазМунайТениз.

Проект по освоению участка Жамбай. ТОО «Жамбай» - это совместно контролируемое предприятие между «КазМунайТениз», которому принадлежит 50%-ная доля участия, компаниями «Caspian Investments Zhambay B.V.» и «Repsol Exploration Kazakhstan S.A.» (далее – «**Repsol**»), которым принадлежит по 25% доли участия. ТОО «Жамбай» в настоящее время ведет разведку на участке Жамбай.

Участок Жамбай расположен в северной части Каспийского моря и граничит с восточной частью дельты реки Волга. Участок Жамбай занимает площадь 2 187 км^2. Участок работ условно поделен на две части, одна часть находится на мелководье с глубиной воды от 0 до 2 м, а другая часть – в зоне с глубиной воды от 2 до 4 м. В 2009 году капиталовложения «КазМунайТениз» в проект по участку Жамбай составили 275 млн. тенге, которые были израсходованы на разведочные работы (соразмерно своей 50%-ной доле участия в ТОО «Жамбай»). Ожидается, что соответствующие капитальные расходы в 2010 году составят 388,9 млн. тенге, из которых на дату настоящего Базового проспекта 268,3 млн. тенге были профинансированы КазМунайТениз.

Значительные проекты Компании по разведке

Проект по освоению участка «Н». ТОО «Н Оперейтинг Компани» является совместно контролируемым предприятием Компании, владеющей 51%-ной долей, «ConocoPhillips» и «Mubadala Development Company» (далее – «**Мубадала**»), владеющими долями по 24,5%. ТОО «Н Оперейтинг Компани» является оператором проекта разведки и разработки участка Нурсултан (далее – **участок «Н»**), занимающем площадь 8 209 км^2 и расположенном в 30 км от морского порта Актау (далее – **Проект по освоению участка «Н»**) на основании Контракта на недропользование. По прогнозным оценкам извлекаемые объемы запасов нефти на участке «Н» составляют 270 млн. тонн. Промышленное освоение участка «Н» планируется начать в 2016 году. Все необходимые подготовительные работы для бурения первой разведочной скважины были завершены в 2009 году, и бурение первой разведочной скважины на участке «Н» начались в сентябре 2010 года.

В июне 2009 года компании «ConocoPhillips» и «Мубадала», действующая через свое производственное подразделение «Mubadala Oil & Gas», и Компания подписали договор о совместной разведке и добыче на участке «Н». Компании принадлежит 51%-ная доля участия в Контрактах на недропользование, тогда как доли участия компании «ConocoPhillips» и «Мубадала» составляют по 24,5% каждая. В оплату доли участия в размере 49%, проданной в пользу компаний «ConocoPhillips» и «Мубадала», Компания получила 100 млн. долларов США. В соответствии с соглашением о совместной деятельности в период до коммерческого обнаружения все расходы, связанные с осуществлением Проекта по освоению участка «Н» будут финансироваться исключительно компаниями «ConocoPhillips» и «Мубадала», хотя Компания признает свою долю начисляемых расходов по разведке, производимых ТОО «Н Оперейтинг Компани» соразмерно своей доле участия в качестве задолженности перед своими партнерами. Эта задолженность будет зачтена в счет дохода, относимого на счет Компании, после начала

промышленной добычи на участке «Н». В 2009 году доля Компании в начисляемых расходах на разведку на участке «Н» составила 727,7 млн. тенге. Ожидается, что в 2010 году она составит 9 255 млн. тенге, из которых 2,4 млн. тенге, на дату настоящего Базового проспекта, Компания израсходовала. Если бурение окажется успешным, компании «ConocoPhillips» и «Мубадала» также будут обязаны уплатить Компании бонус коммерческого обнаружения, исходя из оцененных запасов на участке.

Проект по освоению участка Мертвый Култук. ТОО «МК Каспиан Жулдыз» является совместно контролируемым предприятием Компании и ТОО «Каспиан Тристар», каждому из которых принадлежит по 50%.

В октябре 2008 года «Каспиан Тристар» и Компания подписали договор о совместной разведке и разработке участка Мертвый Култук (далее – **участок Мертвый Култук**) площадью 7 273 км^2, расположенного в юго-восточной части казахстанского сектора Каспийского моря (далее - **Проект по освоению участка Мертвый Култук**), в 55 км от города Каламкас. По прогнозным оценкам извлекаемые объемы запасов нефти на участке Мертвый Култук составляют 403 млн. тонн. Реализацией проекта занимается ТОО «МК Каспиан Жулдыз», находящийся в совместной собственности участников. В 2009 году доля Компании в расходах на разведку в рамках Проекта по освоению участка Мертвый Култук составила 825,7 млн. тенге. В связи с финансовыми затруднениями «Каспиан Тристар», рабочая программа за 2009 год не завершена и смета расходов на разведку на 2010 год не согласована. В результате, 15 октября 2010 года, МНГ расторг договор на разведку и разработку участка Мертвый Култук.

Проект по освоению месторождения Жамбыл. ТОО «Жамбыл Петролеум» (далее – «**Жамбыл Петролеум**») является 100%-ной дочерней организацией «КазМунайТениз», в свою очередь являющегося 100-ной дочерней организацией Компании. «Жамбыл Петролеум» занимается разведочной деятельностью на месторождении Жамбыл в рамках соглашения о совместной деятельности, в котором участие Компании составляет 73%, а на долю компании «KC Kazakh B.V.», дочерней организации Корейской национальной нефтяной корпорации, приходится 27%. Компания продала эту 27%-ную долю по соглашению о совместной деятельности в пользу «KC Kazakh B.V.» за 85 млн. долларов США в мае 2009 года.

Месторождение Жамбыл расположено на северном склоне Каспийского моря в 170 км от Баутино и 160 км от Атырау. Месторождение Жамбыл занимает площадь 1 935 км^2 и включает пять отдельных перспективных нефтяных залежи. В настоящее время работы на месторождении Жамбыл ограничены, но данные двухмерной сейсморазведки показывают, что извлекаемые запасы месторождения Жамбыл могут составить 651,9 млн. тонн нефти. Доля Компании в расходах на разведку на месторождении Жамбыл в 2009 году составила 2 087 млн., и ожидается, что в 2010 году соответствующая сумма составит 1 357 млн. тенге, из которых на дату настоящего Базового проспекта Компания профинансировала 210 млн. тенге.

Проект по освоению участка Сатпаев. Компания, МЭМР и OMEL, совместное предприятие между компаниями «ONGC Videsh Limited» (далее – «**OVL**») и «Mittal Investments Sarl» (далее – «**OMEL**»), ведут переговоры по заключению контракта (далее – **Контракт по участку Сатпаев**) на разведку и добычу на участке Сатпаев в Каспийском море (далее – **участок Сатпаев**), Участок Сатпаев расположен в мелких водах прикаспийского бассейна Республики Казахстан, имеет площадь 1 582 м^2 (далее – **Проект по освоению участка Сатпаев**). В июне 2010 года, МНГ и Компания подписали соглашение по разведке и разработке участка Сатпаев. Согласно меморандуму о взаимопонимании, подписанному между OVL и Компанией в январе 2009 года, ожидается, что Контракт по участку Сатпаев будет подписан до конца 2010 года. До коммерческого обнаружения все

расходы по осуществлению Проекта по освоению участка Сатпаев будут финансироваться OMEL.

Значительные проекты по разведке РД КМГ

РД КМГ имеет право на разведку на участке Р-9 площадью 6 030 км^2 и на месторождении Лиман. В период с мая 2004 года по октябрь 2005 года РД КМГ завершило проведение двухмерных сейсмических исследований на площади 1 180 км, выполняется обработка и анализ полученных данных. Во второй половине 2005 года РД КМГ пробурена разведочная скважина глубиной 1 688м, которая оказалась сухой. В 2006 году РД КМГ пробурено 4 дополнительных разведочных скважины на других структурах участка Р-9, которые также оказались сухими. В 2008 году РД КМГ провел двухмерные или дополнительные трехмерные сейсмические исследования на площади 550 км^2. РД КМГ также провел сейсмические исследования в 2008 году на перспективных структурах на горизонтах глубиной 5 000 – 7 000 м. Расходы по разведке на двух объектах составили в 2009 году в совокупности 1 179 млн. тенге, и ожидается, что в 2010 году сумма расходов составит 4 407 млн. тенге, из которых на дату настоящего Базового проспекта Компания профинансировала 2 043 млн. тенге.

В 2009 году были выполнены организационные меры на участке Р-9, в т.ч. мобилизация сейсморазведочной партии, топографические и двухмерные сейсморазведочные работы. Участки полевых работ – Шокат, Акши и Иманкара. Предварительный проект по участку Р-9 на дальнейшую разведку был завершен и утвержден Запказнедра. В соответствии с программой разведки, строительство подсолевых скважин и надсолевых разведочных находится на стадии завершения. На 30 июня 2010 года глубина первой разведочной скважины в Карашунгульской надсолевой структуре составила 2 174 метра.

Контракты на недропользование

Лицензии и контракты Компании в отношении месторождений, расположенных на суше

До 1999 года Компания была обязана получать в уполномоченных государственных органах лицензии на добычу и разведку нефти и газа на месторождениях и заключать с ними контракты на недропользование. С 1999г. права на добычу и разведку предоставляются на основании заключения контрактов на разведку, добычу или добычу и разведку с целью извлечения углеводородов в течение определенного периода. На 30 июня 2010 года Компания (за исключением ассоциированных организаций) имела 56 лицензий и контрактов, в т.ч.:

- 5 контрактов на разведку;
- 44 контракта на добычу; и
- 7 контрактов на совмещенную разведку и добычу.

Контракты на разведку предоставляют стороне контракта исключительное право вести разведку запасов на месторождениях в пределах определенной территории. Срок их действия составляет до 6 лет с момента заключения. Контракты на добычу дают стороне контракта исключительное право извлечения запасов с месторождений в пределах определенной территории, срок их действия составляет до 25 лет с момента заключения для мелких и средних месторождений и до 45 лет для крупных и уникальных месторождений. Обычно срок действия контракта на совмещенную разведку и добычу составляет до 31 года для мелких и средних месторождений или до 51 года для крупных и уникальных месторождений. Срок действия большинства контрактов Компании на добычу и на

совмещенную разведку и добычу истекает в 2030г. Срок действия большей части лицензий на разведку Компании заканчивается в 2028-2031г.г.

См. раздел «*Нефтегазовая промышленность Республики Казахстан – Контракты на недропользование*», где приведено подробное описание той роли, которую играют государственные лицензии и контракты в области разведки и добычи в Казахстане.

Соглашения о разделе продукции при проведении нефтяных операций на море

На 30 июня 2010 года Компания, ее дочерние организации и совместно контролируемые предприятия являлись сторонами пяти соглашений о разделе продукции.

В следующей таблице представлена сводная информация по соглашениям о разделе продукции, регулирующим крупнейшие морские разведочные месторождения Компании на 30 июня 2010 года.

СРП	Стороны	Дата	Срок	Участок добычи/разведки
СРП СК	«AGIP», «Total», «ExxonMobil» и «Shell» (по 16,81% каждая), «ConocoPhillips» (9,26%), «Inpex» (8,33%) и Компания (16,81%).	18.11.1997	40 лет с момента коммерческого обнаружения	Кашаган, Каламкас морское, Кашаган юго-запад, Актоты, Кайран
СРП Жемчужины	«КазМунайТениз» (25%), «Shell EP Offshore Ventures Limited» (55%) и «Oman Pearls Company Limited» (20%)	14.12.2005	35 лет	Участок Жемчужины
СРП Курмангазы	ТОО «РН-Казахстан» и «КазМунайТениз» (по 50% каждая)	06.07.2005	45 лет	Участок Курмангазы
СРП Жамбай	«КазМунайТениз» (50%), «Репсол Инвестментс Жамбай» и «Каспиан Эксплорейшн» (по 25% каждая)	26.12.2001	25 лет	с
Тюб-Караган	«Лукойл Оверсиз» и «КазМунайТениз» (по 50% каждая)	29.12.2003	40 лет	Участок Тюб-Караган

Налоги, сборы и роялти по лицензиям и контрактам

Дочерние организации, совместные предприятия, а также ассоциированные организации Компании обязаны уплачивать различные налоги, сборы и пошлины по своим контрактам и лицензиям, включая уплату налога на сверхприбыль. С 01.01.2009 года Правительство отменило платежи роялти для всех добывающих компаний (за исключением ТШО, который продолжает выплачивать роялти Государству). Согласно новому Налоговому кодексу от 2009 г. платежи роялти были фактически заменены налогом на добычу полезных ископаемых. См. разделы «*Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Налог на добычу полезных ископаемых/ роялти - Расходы по подоходному налогу*».

Освоение и реабилитация нефтяных месторождений

На общий объем нефтедобычи с месторождений, описанных в настоящем Базовом проспекте, оказывают и будет оказывать влияние несколько ключевых факторов, в т.ч. относительный срок эксплуатации месторождений и, в меньшей степени, характеристики

нефти и комплексная геологическая структура коллекторов. Например, на месторождении Узень и нескольких месторождениях «Эмбамунайгаз», имеющие самые большие запасы и объемы добычи, добывается нефть с высоким содержанием парафина в пределах неглубоко залегающих пластов с низкой проницаемостью. Кроме того, нефть с месторождений «Эмбамунайгаз» также имеет высокое содержание воды или высокую степень обводненности. В совокупности эти факторы осложняют извлечение и в некоторых случаях транспортировку нефти с месторождений «Эмбамунайгаз». Тем не менее, длительный опыт добычи дает Компании всестороннее понимание геологии этих месторождений. Сравнительно небольшая глубина и наземное расположение этих коллекторов в целом позволяют Компании добывать нефть более экономически эффективным способом по сравнению с более глубокими или морскими коллекторами.

Компания, ее дочерние организации и совместные предприятия применяют обширный спектр различных методик освоения и реабилитации месторождений, например, бурение новых скважин, бурение нагнетательных скважин и использование вторичной повышенной утилизации и интенсификации скважин, включая гидроразрыв и различные химические и термические методы. Эти мероприятия осуществляются Компанией с целью выполнения своей стратегической цели – поддержание текущего уровня добычи.

В таблице ниже представлены основные виды деятельности, осуществляемые дочерними организациями, совместно контролируемыми предприятиями и ассоциированными организациями Компании для освоения и реабилитации месторождений в период с 1 января 2006 г. по 30 июня 2010 года:

				Новые пробуренные скважины.				
	Собственник	Скв., где применялся гидроразрыв	КРС	Продукт. скв.		Нагнет. скв.		Общий прирост добычи
				За шесть месяцев на 30 июня 2010	На конец года 31 декабря 2009	За шесть месяцев на 30 июня 2010	На конец года 31 декабря 2009	(тыс. тонн)
Месторождение Узень	РД КМГ	120	973	45	67	15	10	905.6
Месторожд. ЭМГ	РД КМГ	0	233	24	18	0	–	99.2
Месторождение Акшабулак	Казгермунай	7	17	0	9	0	1	67.9
Месторождение Алибекмола	Казахойл Актобе	4	40	32	3	0	–	9.1

Транспортировка

Обзор

Компания является собственником или оператором крупнейших по протяженности и пропускной способности нефте- и газопроводных сетей в Казахстане. На 30 июня 2010 года

и 31 декабря 2009 года общая протяженность нефтепроводной системы Компании составляла примерно 7 279 км, а общая протяженность ее газопроводов примерно 12 577 км. См. раздел *«Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Производственные сегменты – Транспортировка нефти и газа».*

В следующей таблице представлена информация по участкам трубопроводов, собственником или оператором которых является Компания по состоянию на 30 июня 2010 года:

		За год, закончившийся 30 июня 2010 г.			
		Диаметр трубопровода			
Трубопровод	**Км. трубопров.**	**до 0,5 м**	**0,5-1,4 м**	**Пропуск. способ-ть[1]**	**Основной источник нефти и газа**
Транспортировка газа					
Западная трубопроводная сеть:					
Центрально-азиатская система	5 042	-	5 042	60,0	Россия и Казахстан (с ТШО и месторождения Карачаганак)[2]
Уральская система	1 116	-	1 116	45,0	
Актюбинская система	2 659	9	2 650	20	Туркменистан
Южная трубопроводная сеть	2 333	-	2 333	14	Узбекистан
Кызылординская трубопроводная сеть[3]	122	122	-	1,0	Месторождение Акшабулак
Трубопровод Казахстан-Китай	1 305	-	1 305	30.0	Туркменистан
Итого:	**12 577**	**131**	**12 446**	**170**	
Транспортировка сырой нефти					
Система КТО					
Западный филиал					
Трубопровод УАС…..	1 237	-	1 237	17,5	Зап. Казахстан
Прочие трубопроводы Западного филиала…..	822	229	между 593,2	9,8	Зап. Казахстан
Восточный филиал:					
Трубопровод Омск-Павлодар-Шымкент	1 861	-	1 861	24,0	Сибирь
Прочие трубопроводы Восточного филиала…..	702	-	702	13,0	Казахстан (месторождения Кумколь и Тургай)
Казахстанско-китайская система					Казахстан

Трубопровод Атырау-Кенкияк	448,8	-	448,8	10,0	Западный Казахстан
Трубопровод Атасу-Алашанькоу	962	-	962	10,0	Западный Казахстан, месторождения Кумколь и Тургай
Трубопровод Кенкияк-Кумколь	794	-	794	10,0	Западный Казахстан
Система КТК	———	———	———	———	
Трубопровод КТК[4]	452	—	452	28,0	Западный Казахстан, месторождение Тенгиз
Итого:	**7 279**	**229**	**7 050**	**112,3**	

Примечания:

(1) млрд. м3 в год для газа и млн. т в год для сырой нефти (годовой).

(2) Описание Карачаганакского месторождения см. в разделе «*Нефтегазовая промышленность Казахстана – Запасы и объемы добычи нефти – Месторождение Карачаганак*».

(3) Включает газопровод Акшабулак-Кызылорда, который соединяет месторождение Акшабулак с одной из компрессорных установок ИЦА в Кызылорде, используемых для транспортировки газа с месторождения Акшабулак.

(4) Компания владеет лишь 20,75% и не является оператором трубопровода КТК.

Д
и
а

Транспортировка и хранение газа

Обзор

ИЦА, 100%-ное дочернее предприятие КТГ, осуществляет эксплуатацию основных казахстанских магистральных газопроводов природного газа, состоящих их двух отдельных сетей: (i) в Западном Казахстане, обслуживающая продуктивные месторождения природного газа в Центральной Азии (далее – **Западная трубопроводная сеть**), и (ii) в Южном Казахстане, поставляющая импортируемый природный газ с границы Узбекистан-Казахстан в южные регионы Казахстана, включая г. Алматы (далее – **Южная трубопроводная сеть**). На карте в разделе «*Обзор хозяйственной деятельности*» показано местоположение этих трубопроводных сетей. ИЦА осуществляет эксплуатацию трубопроводов по Договору концессии, первоначальный срок действия которого истекает в 2012г., но может быть продлен до 2017г. См. разделы «*Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Обязательства – Обязательства по лицензиям и контрактам на добычу нефти – Инвестиционные и иные обязательства компании ИЦА по договору с Правительством*».

Компания использует магистральные газопроводы ИЦА: (i) для транзита природного газа сторонних организаций в основном из Туркменистана и Узбекистана в Россию, (ii) для экспорта казахстанского природного газа, в основном с Тенгиза и Карачаганакского газоконденсатного месторождения, в Россию, (iii) для транспортировки природного газа из одного региона России в другой через территорию Казахстана, и (iv) распределение природного газа, добытого Компанией и прочими лицами, включая совместные предприятия и ассоциированные организации Компании.

На 30 июня 2010 года компания ИЦА эксплуатировала 12 577 км газопроводов природного газа, 21 компрессорных станций, оснащенных 278 газовыми компрессорными установками общей мощностью 1 982 мВт, 122 станций распределения природного газа, общая используемая емкость хранения природного газа составляла 4,65 млрд.м3. Большая часть транспортной системы природного газа ИЦА – наземные трубопроводы диаметром 1 000 мм, 1 200 мм или 1 400 мм.

Трубопроводная система, оператором которой является ИЦА, была построена в 1960-70г.г., сертифицированный срок ее эксплуатации составляет 20-50 лет. В 2007 году ИЦА были выполнены работы по капитальному ремонту трубопроводной системы, при этом на ремонт и модернизацию системы транспортировки природного газа было выделено 73 660 млн. тенге. В октябре 2008г. ИЦА реализовало два крупных проекта: (i) строительство новой компрессорной станции на ст. Опорная, и (ii) строительство нового обводного трубопровода. Благодаря вышеупомянутым проектам пропускная способность Центрально-Азиатской трубопроводной системы (далее – **Центрально-Азиатская система**), являющейся сегментом Западной трубопроводной сети, повысилась с 54 млрд. $м^3$ до 60 млрд. $м^3$ в год. Общая стоимость этих двух проектов составила 82 113 млн. тенге.

Западная трубопроводная сеть

Западная трубопроводная сеть ИЦА состоит из 3 отдельных систем, объединяющих примерно 8 817 км трубопроводных систем, в том числе: (i) Центрально-азиатская система; (ii) Уральская система (далее – **Уральская система**) и (iii) Актюбинская трубопроводная система (далее – **Актюбинская система**).

Центрально-Азиатская система. Центрально-Азиатская система проходит от казахстанской границы с Узбекистаном и Туркменистаном на юге до границы Казахстана с

Россией на севере. Она состоит из трех отдельных трубопроводных подсистем, основной из которых является трубопроводная система Средняя Азия – Центр (далее – **Трубопровод САЦ**). Трубопровод САЦ используется, главным образом, для транспортировки узбекского и туркменского природного газа через Казахстан до трубопроводных систем Газпрома в России, по которым природный газ поставляется в Украину и Европу. Кроме того, ТШО использует Трубопровод САЦ для транспортировки природного газа с месторождения Тенгиз в Россию.

Уральская система. Уральская система включает в себя участок Западной трубопроводной сети, который проходит через северо-западный регион Казахстана. Она связывает два участка российского трубопровода и используется для транспортировки российского природного газа с востока на запад России.

Актюбинская система. Актюбинская система проходит от Казахстанской границы с Узбекистаном на юге до границы с Россией на севере. Она состоит из трех отдельных трубопроводных подсистем, которые подключены к газодобывающим предприятиям на месторождениях природного газа Жанажол и осуществляют распределение природного газа среди внутренних потребителей. Актюбинская система может быть также использована для усиления мощностей Трубопровода САЦ по транспортировке туркменского природного газа в Россию и Европейский Союз.

Южная трубопроводная сеть

Южная трубопроводная сеть состоит из 2 333 км трубопроводов, имеет пропускную способность 14,0 млрд. $м^3$ в год и включает трубопроводную систему Бухара-Ташкент-Бишкек-Алматы и участок трубопровода Газлы-Шымкент. По этой сети осуществляются поставки природного газа конечным потребителям в наиболее густонаселенные регионы Казахстана, включая г. Алматы.

Проекты газопроводов

Азиатский газопровод. В августе 2007 года между Правительством и Китаем было достигнуто соглашение о сотрудничестве в целях строительства и эксплуатации Азиатского газопровода, который пройдет из Узбекистана в Хоргос в Китае через территорию Казахстана. Строительство Азиатского газопровода проводится в две очереди. Первая очередь этого проекта, включающая себя строительство трубопровода с пропускной мощностью 10 млрд. $м^3$ в год, была завершена 12 декабря 2009 г. Завершение второй очереди строительства с проектной пропускной мощностью 40 млрд. $м^3$ в год планируется до конца 2011 года. Строительство Азиатского газопровода финансируется совместным предприятием, созданным Компанией и CNPC. Ожидается, что общая стоимость проекта, который будет финансироваться в рамках организованного китайским банком синдицированного займа, составит 7,5 млрд. долларов США и распределится на оставшийся период до момента завершения проекта.

Казахстанский газопровод «Запад-Юг». В 2008 г. Компания и CNPC заключили рамочное соглашение (далее – **Рамочное соглашение «Запад-Юг»**), по которому обе стороны договорились о строительстве трубопровода от Бейнеу в Западном Казахстане до Шымкента в Южном Казахстане (далее – **Трубопровод «Запад-Юг»**). Строительство Трубопровода «Запад-Юг» будет финансироваться совместным предприятием, которое, как ожидается, будет созданно Компанией и CNPC до конца 2010 года. Согласно руководству, общая стоимость проекта оценивается в 3,8 млрд. долларов США. Ожидается, что пропускная способность первой очереди трубопровода «Запад-Юг» составит порядка 10,0 млрд. $м^3$ в год, строительство которой планируется завершить до конца 2012г.

Объемы транспортировки газа

За шесть месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня, и годы 2009 и 2008, закончившиеся 31 декабря, объемы международного транзита природного газа

составили большую часть общих объемов транспортировки ИЦА.

В таблице ниже представлена информация по транспортировке природного газа через газотранспортные системы, оператором которых является ИЦА, за указанные годы:

Трубопровод	Транзит	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2010		% изм. между годами, закончившимися 30 июня 2009 и 2010 гг.
		2010	2009	
		(млрд. м3)		
Международный транзит через терр. РК				
Трубопровод Казахстан-Китай (AGP)	Туркменский газ	**2.9**	-	-
Трубопровод Союз/Оренбург-Новопсков Уральской системы…	Российский газ	**30.4**	**17.6**	**72.7%**
Трубопровод Бухара-Урал Актюбинской системы…	Туркменский газ	**5.2**	**8.7**	**(40.2%)**
Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы…	Узбекский газ	**5.5**	**8.1**	**(32.1%)**
Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы…	Кыргызский газ	**0.1**	**0.1**	**0.0%**
Итого		**41.2**	**34.5**	**19.4%**
Экспорт казахстанского газа				
Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы…	Газ ТШО	**2.4**	**1.2**	**100.0%**
Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы…	ТолкынНефтеГаз	**3.2**	**0.0**	
Трубопровод Союз/Оренбург Новопсков Уральской системы…	Карачаганакский газ	**0.2**	**2.7**	**(92.6%)**
Итого		**5.8**	**3.9**	**48.7%**
Внутренняя трансп. газа		**4.6**	**4.3**	**7.0%**
Общая трансп. газа через труб. систему ИЦА		**51.6**	**42.7**	**20.8%**

Трубопровод	Транзит	За годы, закончившиеся 31 декабря		% изм. между годами, закончившимися 31 декабря 2008 и 2009 гг.
		2009 г.	2008 г.	
		(млрд. м3)		
Международный транзит через терр. РК				
Трубопровод Союз/Оренбург-Новопсков Уральской системы…	Российский газ	48,0	46,1	4,1%
Трубопровод Бухара-Урал Актюбинской системы…	Туркменский газ	11,8	40,3	(70,7%)
	Узбекский газ	13,1	10,7	22,4%
	Кыргызский газ	0,3	0,6	(50%)
Итого	-	**73,2**	**97,7**	**(25,1%)**
Экспорт казахстанского газа				

Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы…	Газ ТШО	3,5		4,6	(23,9%)
Трубопровод САЦ Центрально-азиатской системы...	ТолкынНефтеГаз	0		1,1	(100%)
Трубопровод Союз/Оренбург-Новопсков Уральской системы…	Карачаганакский газ	6,5		4,0	62,5%)
Итого		**10,0**		**9,7**	**3,1%)**
Внутренняя трансп. газа	-	**7,9**		**9,0**	**(12,2%)**
Общая трансп. газа через труб. систему ИЦА	-	**91,1**		**116,4**	**(21,7%)**

Основным клиентом ИЦА является Газпром, на долю которого приходится 90% тарифов за транспортировку газа, выплаченных за шесть месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня, а также 2009 г. и 2008 г., соответственно. ИЦА оказывает газотранспортные услуги Газпрому на основании двух контрактов: Контракта на транзит туркменского/узбекского газа (далее - **Контракт на транзит туркменского/узбекского газа**), в котором предусмотрены согласованные объемы транспортировки туркменского и узбекского газа в Россию, и Контракта на транзит российского газа, в котором предусмотрены согласованные объемы транспортировки газа между газовыми месторождениями в западном Казахстане и ОГПЗ на юго-западе России. Контракт на транзит туркменского/узбекского газа был заключен по принципу «отгрузи или плати », в соответствии с которым Газпром обязан оплатить не менее 80% согласованных объемов независимо от того, какой объем будет фактически заказан Газпромом для транспортировки по сетям ИЦА. В 2009 и 2010 гг., Газпром не просил ИЦА осуществил транспортировку необходимых 80% согласованных объемов.

Оба контракта ИЦА с Газпромом были заключены в 2005 году со сроком действия до конца 2010 года. Несмотря на то, что в конце года ожидается продление указанных контрактов, переговоры между Компанией и Газпромом проходят в настоящее время, поэтому не может быть уверенности в том, что условия новых контрактов останутся такими же, какими были прежде. Согласно контрактам ИЦА взимает плату по международным транзитным тарифам.

Объемы природного газа, транспортируемого из Туркменистана по Актюбинской системе, в рамках Контракта на транзит туркменского/узбекского газа, сократились до 11,8 млрд. $м^3$ в 2009 году с 40,3 млрд. $м^3$ в 2008 году. Такое сокращение главным образом связано с уменьшением поставок природного газа из Туркменистана в Россию по причине возникшего в 2009 году спора по контракту между Туркменистаном и Газпромом. В январе 2010 года Туркменистан и Газпром заключили новое соглашение, и поставки природного газа возобновились. За шесть месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня, по системе Актобе было транспортировано 5,2 млрд. $м^3$ туркменского природного газа.

Объемы природного газа, экспортируемого из Казахстана по газотранспортной системе, оператором которой является ИЦА, выросли в 2009 г. до 10,0 млрд. $м^3$ с 9,7 млрд. $м^3$ в 2008. Такое увеличение связано главным образом с увеличением добычи на Карачаганакском месторождении в Западном Казахстане и, в меньшей степени, с увеличением добычи на Тенгизе. За шесть месяцев 2010 года, закончившихся 30 июня, по системе ИЦА было транспортировано 5,8 млрд. $м^3$ казахстанского природного газа.

Компрессорные станции, газораспределительные станции и резервуары хранения

Природный газ прокачивается по трубопроводам под высоким давлением, что требует

наличия вдоль трубы компрессорных станций через определенные интервалы для обеспечения движения природного газа. ИЦА имеет 21 компрессорную станцию, которые расположены на расстоянии 200-250 км друг от друга. В некоторых трубопроводах направление потока может быть изменено посредством переключения закачки-откачки на компрессорных станциях.

На дату данного Базового проспекта ИЦА эксплуатирует 122 станций распределения природного газа, которые используются для снижения давления, доставки природного газа до трубопроводов клиента, очистки газа, закачки одоранта и измерения объема природного газа. Большая часть таких станций была построена 30-35 лет назад. ИЦА установила дополнительные газовые счетчики, изготовленные в соответствии с международными требованиями, с целью улучшения собираемости доходов, а также осуществляет постоянное техобслуживание и общий ремонт станций.

ИЦА также эксплуатирует три подземных резервуара хранения природного газа на юге и юго-востоке Казахстана общей емкостью хранения 4,6 млрд. $м^3$.

Тарифы по транспортировке газа

Согласно Закону «О естественных монополиях» и Договору концессии, тарифы ИЦА для внутренней транспортировки природного газа подлежат регулированию Антимонопольным агентством. По Договору концессии Казахстан согласился с тем, что ИЦА вправе беспрепятственно вести переговоры, определять и согласовывать международные транспортные тарифы со своими контрагентами по международному транзиту без осуществления регулирования со стороны Антимонопольного агентства.

Международные тарифы. В 2009 и 2008 годах международные тарифы составляли 90% от общего дохода ИЦА. За шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, международные тарифы составили 89% дохода периода.

Методика, которой следовала ИЦА при определении тарифов международного транзита, основана на широко используемой модели, предусматривающей, что тарифы в общем являются производным затрат плюс средняя ставка доходности по основным средствам, и выражены в виде ставки, основанной на объемах и расстоянии транспортировки газа. При рассмотрении дохода по основным средствам и инвестициям, ИЦА учитывает свои текущие затраты по обслуживанию для того, чтобы обеспечить бесперебойный транзит всех договорных международных объемов природного газа.

ИЦА получает доход от транспортировки газа из тарифов, взимаемых ею с международных клиентов по долгосрочным контрактам на транспортировку природного газа через трубопроводные системы, оператором которых является ИЦА. В 2009 и 2008 гг. тариф на международный транзит составлял 1,70 долл. США и 1,40 долл. США, соответственно, за каждые 100 км трубопроводной транспортировки 1 000 $м^3$ природного газа за экспорт российского, туркменского, узбекского и казахстанского природного газа. На 30 июня 2010 международный тариф на транспортировку газа оставался неизменным.

Внутренние тарифы. Внутренние транспортные тарифы подлежат регулированию и утверждению со стороны Антимонопольного агентства. Тарифы вступают в силу с момента утверждения с учетом того, что ИЦА имеет право раз в год обратиться в Антимонопольное агентство с запросом на пересмотр и изменение таких тарифов. Антимонопольное агентство также вправе инициировать пересмотр внутренних транспортных тарифов. За последние три года Антимонопольное агентство в рабочем порядке осуществляло пересмотр тарифов для газа по запросу третьих лиц, однако в результате такого пересмотра не возникала необходимость в каких-либо значительных увеличениях или снижениях тарифов. Внутренние транспортные тарифы ИЦА подвержены значительному влиянию социально-политических факторов и традиционно удерживаются на искусственно заниженном уровне.

За шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, и в течении 2009 и 2008 годов,

завершившихся 31 декабря, тарифы ИЦА на внутреннюю транспортировку газа составили 171 тенге за каждые 100 км трубопроводной транспортировки 1 000 $м^3$ природного газа для коммунальных предприятий, поставляющих газ для жилых районов, и теплоэнергетических предприятий, и 420 тенге за 1 000 $м^3$ для всех других лиц.

Транспортировка сырой нефти

Обзор

Через свое 100%-ное дочернее предприятие КТО, Компания является неполным собственником и единоличным оператором крупнейшей по протяженности и пропускной способности нефтепроводной сети Казахстана. На 30 июня 2010 года общая протяженность нефтепроводной сети Компании составляла примерно 7 279 км, 5 071 км из которых принадлежат КТО по праву собственности. В 2009 и 2008 годах общие объемы транспортировки Компании по ее трубопроводной сети составили примерно 70,8 млн. тонн и 66,6 млн. тонн сырой нефти соответственно. За шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, общий объём транспортированной нефти Компании составил 35,7 миллионов тонн.

Трубопроводная система КТО

КТО является неполным собственником и единоличным оператором двух нефтепроводных систем, одна из которых расположена в Западном Казахстане (**Западный филиал**), другая проходит с северо-востока на юго-запад Казахстана (**Восточный филиал**). Кроме того, КТО завершило строительство и эксплуатирует трубопровод ККТ (Казахстанско-китайский трубопровод), который состоит из трех участков: (i) трубопровод Атасу-Алашанькоу; (ii) трубопровод Кенкияк-Атырау; (iii) трубопровод Кенкияк-Кумколь. КТО также является владельцем и оператором трубопроводной системы, которая соединяет трубопровод Кенкияк-Кумколь с трубопроводом Атасу-Алашанькоу и формирует часть Западного филиала КТО.

В таблице ниже представлена определенная информация по объемам транспортировки нефти за указанные периоды:

Транспортные предприятия	**За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2010**	
	2010 г.	**2009 г.**
	(млн. тонн)	
Трубопроводы КТО:		
Западный филиал:		
Трубопровод УАС	7,3	8,6
Другие трубопроводы Западного филиала транспортируют до:		
АНПЗ	1,8	1,6
Порта Актау	4,2	4,6
Трубопровода КТК	2,0	2,3
Итого Западный филиал	**15,2**	**17,2**
Восточный филиал транспортирует до:		
Трубопровода Атасу-Алашанькоу	5,0	3,3
ШНОСа	2,2	1,6
ПНПЗ	2,5	1,7
Итого Восточный филиал	**9,6**	**6,6**
Прочие	0,6	0,9
Совместные предприятия:		
Казахстанско-китайский трубопровод:		
Кенкияк-Кумколь	1,9	-
Атасу-Алашанькоу[1]	5,0	3,1
МунайТас:		
Кенкияк-Атырау[2]	1,9	3,1
Батумский нефтеналивной терминал	3,3	2,8
Итого	**10,2**	**9,2**
Итого транспортировка сырой нефти	**35,7**	**34,0**

Примечания:
(1) Показана общая загрузка трубопровода, на 50% принадлежащего КТО.
(2) Показана общая загрузка трубопровода, на 51% принадлежащего КТО.

Транспортные предприятия	За год, закончившийся 31 декабря	
	2009 г.	2008 г.
		(млн. тонн)
Трубопроводы КТО:		
Западный филиал:		
Трубопровод УАС	17,5	16,8
Другие трубопроводы Западного филиала транспортируют до:		
АНПЗ	3,5	3,5
Порта Актау	9,3	7,6
Трубопровода КТК	3,9	4,5
Итого Западный филиал	**34.2**	**32,4**
Восточный филиал транспортирует до:		
Трубопровода Атасу-Алашанькоу	7,7	6,1
ШНОСа	3,5	3,8
ПНПЗ	4,0	4,0
Итого Восточный филиал	**15,2**	**13,9**
Прочие	1,4	1,2
Совместные предприятия:		
Казахстанско-китайский трубопровод:		
Атасу-Алашанькоу[1]	7,7	6,1
МунайТас:		
Кенкияк-Атырау[2]	5,9	5,8
Батумский нефтеналивной терминал	6,4	7,2
Итого	**20,0**	**19,1**
Итого транспортировка сырой нефти	**70,8**	**66,6**

Примечания:
(1) Показана общая загрузка трубопровода, на 50% принадлежащего КТО.
(2) Показана общая загрузка трубопровода, на 51% принадлежащего КТО.

В 2008 и 2009 годах КТО инвестировало примерно 31,3 млрд. тенге и 22,2 млрд. тенге, соответственно, в модернизацию своей трубопроводной системы. В 2010 году КТО планирует инвестировать дополнительно 24,6 млрд. тенге в дальнейшую модернизацию своей трубопроводной системы с целью повышения пропускной способности и эксплуатационной безопасности Западного и Восточного филиалов и удовлетворения дополнительного спроса на транспортные услуги в связи с увеличившимися объемами добычи, в том числе с месторождений Тенгиз и Кумколь. Кроме этого, в 2010 году КТО инвестировало 3.1 млрд. тенге в усовершенствование и увеличение мощности трубопровода совместного предприятия.

Западный филиал. На 30 июня 2010 года Западный филиал являлся крупнейшей технологической транспортной сетью Компании по общей пропускной способности, которая составляла 27,3 млн. тонн сырой нефти в год. На 30 июня 2010 года Западный филиал представлял собой примерно 2 508 км магистральных нефтепроводов, 2 155 км магистральных водоводов и 24 НПС и нефтебазы общей складской емкостью 748 000 м^3, включая резервуары для хранения воды емкостью 152 400 м^3.

По собственным данным Компании, за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, 15,2 млн. тонн сырой нефти и конденсата, добытых в Казахстане, что составляет 38,8% от общей добычи сырой нефти и конденсата в Казахстане, были перекачаны через Западный филиал. Общий доход, полученный за счет взимания транспортных тарифов за эти объемы сырой нефти и конденсата, составил 34.9млрд. тенге, что составляет 51,4% от общего дохода КТО.

По собственным данным Компании, за год, завершившийся 31 декабря 2009 года, 34,2 млн. тонн сырой нефти и конденсата, добытых в Казахстане, что составляет 44,8% от общей добычи сырой нефти и конденсата в Казахстане, были перекачаны через Западный филиал. Общий доход, полученный за счет взимания транспортных тарифов за эти объемы сырой нефти и конденсата, составил 67,6 млрд. тенге, что составляет 60,8% от общего дохода КТО.

Самой большой трубопроводной подсистемой Западного филиала является казахстанский участок трубопровода УАС. Эта подсистема имеет протяженность 1 237 км от Узеня (южная часть Западного Казахстана) на север через Атырау до границы с Россией, где он соединяется с российской системой «Транснефть» в Самаре для экспорта сырой нефти в черноморские порты, или через трубопровод Дружба в порты Балтии и Центральной Европы.

На 30 июня 2010 года годовая пропускная способность казахстанского участка трубопровода УАС составляла 17,5 млн. тонн сырой нефти. УАС является основным экспортным трубопроводом Компании.

Восточный филиал. На 30 июня года максимальная пропускная способность Восточная филиала составляла 37 млн. тонн сырой нефти в год с протяженностью линий магистральных нефтепроводов 2 563 км, 10 НПС и нефтебаз общей складской емкостью 406 000 м^3.

По собственным данным Компании, за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, 9,6 млн. тонн нефти и конденсата, добытых в Казахстане, что составляет 24,5% от общей добычи нефти и конденсата в Казахстане, были перекачаны через Восточный филиал. Общая сумма дохода, полученного за счет взимания тарифов на транспортировку этих объемов сырой нефти и конденсата, составила 16,5 млрд. тенге, что составляет 24,3% от общего дохода КТО.

По собственным данным Компании, за год, завершившийся 31 декабря 2009 года, 15,2 млн. тонн нефти и конденсата, добытых в Казахстане, что составляет 19,9% от общей добычи нефти и конденсата в Казахстане, были перекачаны через Восточный филиал. Общая сумма дохода, полученного за счет взимания тарифов на транспортировку этих объемов сырой нефти и конденсата, составила 21,7 млрд. тенге, что составляет 19,5% от общего дохода КТО.

Восточный филиал используется Компанией для транспортировки сырой нефти, добытой преимущественно на месторождениях Кумколь и Тургай, на ШНОС и на экспорт в Китай.

Трубопровод КК

Сеть трубопровода КК состоит из трех систем: (i) трубопровод Кенкияк-Атырау из Кенкияка (Западный Казахстан) до Атырау (Каспийское море), (ii) трубопровод Атасу-Алашанькоу из Атасу (Западный Казахстан) до Алашанькоу (Западный Китай), и (iii) трубопровод Кенкияк-Кумколь из Кенкияка до Кумколя (Южный Казахстан). В настоящее время все три системы находятся в эксплуатации.

Трубопровод Кенкияк-Атырау. 3 декабря 2001 года КТО и CNPC E&D учредили СП «МунайТас», в котором КТО принадлежит 51% доля участия, а CNPC E&D – 49% доля участия. «МунайТас» является собственником, а КТО оператором трубопровода Кенкияк-Атырау.

Трубопровод Кенкияк-Атырау был введен в эксплуатацию в марте 2003 года. На 30 июня 2010 года протяженность трубопровода Кенкияк-Атырау составляла 448,8 км, а пропускная способность 6,0 млн. тонн сырой нефти в год. В 2009 году, объем фактической транспортировки сырой нефти по трубопроводу Кенкияк-Атырау составил 5,9 млн. тонн. В настоящее время, перекачка осуществляется в направлении Атырау из Кенкияка, что позволяет нефтедобытчикам Актюбинской области получить доступ к КТК, УАС или иным трубопроводным подключениям в Атырауской области. В связи с завершением строительства второго этапа трубопровода Кенкияк-Атырау, которое, как ожидается, состоится в конце 2015 года, предполагается изменение направление потока трубопровода Кенкияк-Атырау на обратное (и увеличение мощности трубопровода до 12 млн. тонн сырой нефти в год) для перекачки нефти из Атырауской и Актюбинской областей в Китай. За шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, объем транспортировки сырой нефти через трубопровод Кенкияк-Атырау составил 1,9 млн. тонн.

Трубопровод Атасу-Алашанькоу. В 2004 году, КТО и Китайская национальная корпорация по разведке и разработке нефти и газа (CNODC) создали ТКК, в котором КТО и CNODC принадлежит по 50% долей участия каждому. ТКК является собственником, а КТО оператором трубопровода

Атасу-Алашанькоу.

В июле 2006 года трубопровод Атасу-Алашанькоу был введен в эксплуатацию. В 2009 году пропускная способность трубопровода Атасу-Алашанькоу составляла 10,0 млн. тонн сырой нефти в год, с объемом фактической транспортировки 7,7 млн. тонн сырой нефти. За шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, объем транспортировки сырой нефти через трубопровод Атасу-Алашанькоу составил 5,0 млн. тонн. На 30 июня 2010 года протяженность трубопровода составляла 962 км. Ожидается, что мощность трубопровода Атасу-Алашанькоу будет увеличена до 12 млн. тонн сырой нефти в год к концу 2011 года и до 20 млн. тонн сырой нефти в год к концу 2015 года.

Трубопровод Кенкияк-Кумколь. ТКК владеет трубопроводом Кенкияк-Кумколь, при этом оператором трубопровода является КТО. В октябре 2009 года трубопровод Кенкияк-Кумколь был введен в эксплуатацию с пропускной способностью 10 млн. тонн сырой нефти в год. На 30 июня 2010 года протяженность трубопровода составляла 794 км. Ожидается, что мощность трубопровода Кенкияк-Кумколь будет увеличена до 20 млн. тонн сырой нефти в год к концу 2015 года. За шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, объем транспортировки сырой нефти через трубопровод Кенкияк-Кумколь составил 1,9 млн. тонн.

Трубопровод КТК

КТК – это совместное предприятие, которое является собственником, оператором и обслуживающей организаций трубопровода КТК. На 30 июня 2010 года общая протяженность трубопровода КТК составляла 1 510 км (включая складские и наливные мощности), а протяженность участка на территории Казахстана – 492 км. Трубопровод КТК – основной экспортный маршрут для ТШО, также ожидается, что он станет основным транспортным маршрутом для Северо-Каспийского проекта (СКП), как только будет начата промышленная добыча на месторождении Кашаган. За шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, 17,9 млн. тонн сырой нефти и конденсата, добытых в Казахстане, что составляет 45,7% от общей добычи сырой нефти и конденсата в Казахстане, были перекачаны через Трубопровод КТК, а за год, завершившийся 31 декабря в 2009 года, 28,1 млн. тонн нефти и конденсата, добытых в Казахстане, что составляет 36,6% общей добычи нефти и конденсата в Казахстане, были прокачаны через Трубопровод КТК.

Компания действует от имени Правительства в отношении 19% доли в КТК. В апреле 2009 г. Компания за 250 млн. долл. США приобрела у «BP» 49,9% долю акций KPV, в результате чего увеличила принадлежащую ей эффективную бенефициарную долю в КТК с 19% до 20,75%. Только акционеры КТК имеют права на объемы прокачки по Трубопроводу КТК, которые включают в себя преимущественные права на определенные объемы прокачки и дополнительные права на резервные мощности, т.е. право использования трубопроводных мощностей, не используемых другими акционерами. Преимущественные права и дополнительные права в отношении трубопровода КТК распределяются по соглашению акционеров КТК, и такое распределение не обязательно производится пропорционально доли участия в совместном предприятии. Преимущественные права, принадлежащие Компании, дают ей право на прокачку 5,76 млн. тонн нефти в год.

В 2008 году Компания и РД КМГ заключили Сервисное соглашение (далее – «**Сервисное соглашение**»). В рамках данного Сервисного соглашения с Компанией РД КМГ получил права на все объемы прокачки через Трубопровод КТК, имеющиеся у Компании и Правительства, с тем, чтобы обеспечить возможность для РД КМГ поставлять как минимум 5 млн. тонн сырой нефти в год до тех пор, пока Компании будет принадлежать не менее 30% участия в РД КМГ. См. раздел «*Уставной капитал, единственный акционер и сервисные соглашения по сделкам со связанными сторонами – Сервисное соглашение*».

Ожидаемое увеличение добычи с месторождений, разрабатываемых КСКП, потребует увеличения мощностей транспортной инфраструктуры в Казахстане, включая трубопровод КТК. 17 декабря 2008 года МЭМР, Министерство энергетики РФ и все акционеры КТК (за исключением «Лукарко Би.Ви.») договорились продолжить процесс расширения и подписали меморандум о расширении, который был одобрен другими акционерами в первой половине 2009 года. Окончательное соглашение о расширении было одобрено 16 декабря 2009 г. В соответствии с условиями Договора акционеров КТК, проектная мощность Трубопровода КТК будет увеличена с 33

млн. тонн в год до 67 млн. тонн в год, из которых до 52,5 млн. тонн нефти и конденсата в год будут поступать из Казахстана. В проект расширения также будет включено строительство десяти НПС (две в Казахстане и восемь в Российской Федерации), шести нефтебаз рядом с Новороссийском, третьего причала в нефтяном терминале КТК и замена 88 км трубопровода в Казахстане. В Российской Федерации проектом расширения будет руководить Транснефть, в Новороссийском порту – «Шеврон», а на территории Казахстана - Компания. В результате расширения Трубопровода КТК, преимущественные права Компании будут увеличены с 5,76 млн. т до 14,3 млн.т. Смета капитальных затрат по расширению мощности трубопровода составит 4,5 млрд. долларов США и будет финансироваться за счет собственных денежных потоков КТК в результате дохода от услуг по транспортировке нефти, предоставленных акционерам КТК в соответствии с их преимущественными и дополнительными правами на мощности трубопровода по принципу «отгрузи или плати», и за счет внешнего финансирования по мере необходимости. Ожидается, что процесс расширения будет завершен к 2015 году.

КТК взимает с грузоотправителей транспортный тариф, исходя из объемов смеси КТК, предоставленных для транспортировки. До 10 октября 2007 года транспортный тариф на транспортировку и доставку на морской терминал КТК на Черном море составлял 32,50 долларов США за одну тонну, включая все сборы терминала. В октябре 2007 года этот тариф был увеличен до 38 долларов США за одну тонну и затем остался неизменным вплоть до даты выпуска настоящего Базового проспекта.

Прочие маршруты экспорта сырой нефти

Ниже представлены альтернативные транспортные маршруты экспорта нефти из Казахстана, которые могут быть использованы Компанией в случае каких-либо ограничений пропуска через трубопроводные системы КТО или Трубопровода КТК:

- из морского порта Актау баржами до Баку, а затем по трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан;
- по железной дороге из Казахстана на экспортные черноморские терминалы Одессы и Феодосии;
- и нефтяными танкерами из морского порта Актау до Баку, а затем по ж/д до Батуми или нефтяными танкерами до Махачкалы, а затем по ж/д в Европу.

Батумский нефтеналивной терминал. В феврале 2008 года КТО завершило приобретение 100% доли участия в компании «Batumi Industrial Holdings Limited» и «Batumi Capital Partners Limited». Компании «Batumi Industrial Holdings Limited» и «Batumi Capital Partners Limited» совместно владеют ООО «Батумский нефтеналивной терминал», которое является оператором морского экспортного терминала в Батуми (Грузия) (далее – Батумский **морской экспортный терминал**). Компании «Batumi Industrial Holdings Limited» также принадлежит ООО «Морской порт Батуми», которое является оператором морского порта Батуми (Грузия) (далее – **Порт Батуми**, а совместно с Батумским морским экспортным терминалом – Батумский **порт и нефтеналивной терминал**). Компания использует Батумский порт и нефтеналивной терминал для хранения и перевалки сырой нефти и нефтепродуктов из Казахстана (включая нефть, добываемую Компанией), Туркменистана и Азербайджана, для дальнейшего экспорта. Компания транспортирует сырую нефть и нефтепродукты до Батумского порта и нефтеналивного терминала по железной дороге.

Порт Батуми состоит из 12 технологических терминалов, включая терминалы для сырой нефти, с нормой загрузки 25 млн. тонн нефти в год. Терминалы, расположенные на Батумском морском экспортном терминале, включают в себя три терминала и один выносной точечный причал, с общей проектной нормой загрузки 15 млн. тонн нефти и нефтепродуктов в год.

Терминал порта Актау. Порт Актау построен в 1963г. и на данный момент является единственным морским портом в Казахстане, имеющим мощности для хранения и перевалки сырой нефти и нефтепродуктов. Порт Актау состоит из 12 технологических терминалов, включая 4 терминала для сырой нефти. Терминалы сырой нефти оборудованы приспособлениями для предотвращения разливов нефти.

Компания использует эти терминалы для хранения и перевалки сырой нефти и нефтепродуктов из Казахстана, включая нефть, добываемую Компанией, для дальнейшего экспорта.

Казахстанская Каспийская транспортная система. Компания подписала письмо о намерениях с операторами проектов Тенгиз и Кашаган о создании Казахстанской Каспийской транспортной системы (далее – **ККТС**), включающей в себя два участка:

- трубопровод Ескене-Курык до Курыка на побережье Каспия; и
- береговые и морские объекты, которые позволят осуществлять перевозку сырой нефти на танкерах через Каспийское море до Баку (Азербайджан), включая нефтяной терминал на казахстанском побережье Каспийского моря, нефтяной терминал на Азербайджанском побережье Каспийского моря, а также сооружения для подсоединения к Трубопроводу БТД.

На данном этапе планируется направлять сырую нефть из г. Баку через существующий трубопровод БТД, идущий в Средиземноморье. Ожидается, что по завершении первой очереди проекта мощность ККТС составит 24,0 млн. тонн в год, а затем мощность увеличится до 36,5 млн. тонн в год. В настоящее время график реализации проекта пересматривается с учетом изменений в добыче нефти на территории Казахстана.

В октябре 2009 года Компания и Государственная нефтегазовая компания Азербайджана подписали соглашение о проведении совместной подготовки технико-экономического обоснования проекта ККТС.

Транспортные тарифы по перевозке сырой нефти и минимальные объемы

КТО, рассматриваемая как естественная монополия в Казахстане, взимает с Компании и других грузоотправителей простой тариф за отгрузку по трубопроводам УАС и Омск-Павлодар-Шымкент. Ставка тарифа устанавливается Антимонопольным агентством, главным образом, на основе затрат КТО по обслуживанию и эксплуатации трубопроводов. КТО имеет право обращаться в Антимонопольное агентство с ходатайством об увеличении тарифа один раз в год. Механизма корректировки банка качества по отгрузке через трубопроводы УАС, Омск-Павлодар-Шымкент или российскую трубопроводную систему «Транснефть» не существует. МЭМР устанавливает объемы транспортировки для трубопроводов УАС и Омск-Павлодар-Шымкент.

Контракт, заключаемый между КТО и его клиентами, регулирует общий доступ и условия платежа. В соответствии с таким контрактом клиенты, включая дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании, а также сторонние отправители сырой нефти, обязаны обеспечить транспортировку гарантированного минимального объема, утверждаемого МЭМР.

В таблице ниже представлены минимальные объемы, которые определенные клиенты должны были или обязаны предоставить для транспортировки через трубопровод УАС в указанные годы:

	За год, закончившийся 31 декабря				
	2008	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**
	(млн. тонн)				
РД КМГ	4 901	4 844	4 842	4 695	4 020
АО «Мангистаумунайгаз»	4 973	5 150	5 350	5 450	5 350
АО «CNPC-Актобемунайгаз»	3 782	2 800	2 700	-	-
Прочие недропользователи	2 408	4 525	4 456	4 379	2 310
Общие минимальные объемы	**16 064**	**17 319**	**17 348**	**14 524**	**11 680**

Транспортировка и продажа сырой нефти – РД КМГ

Нефть, добываемая РД КМГ, транспортируется через: (i) трубопровод УАС до Атырауского НПЗ; (ii) трубопровод УАС в российскую транспортную систему «Транснефть» для дальнейшей перекачки до черноморских портов или трубопровода Дружба и далее до портов Балтийского моря, Центральной и Восточной Европы и (iii) Трубопровод КТК до экспортного морского терминала

Южная Озереевка, расположенного на Черном море недалеко от российского порта Новороссийск.

РД КМГ экспортировал 80,0% добытой сырой нефти за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, 77,4% и 78,0% в 2009 и 2008 годах соответственно.

В следующей таблице приведены данные по объемам продаж сырой нефти РД КМГ по экспортным транспортным маршрутам за указанные периоды:

	За шесть месяцев, закончившееся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря	
	2010	2009	2009	2008
			(тыс. тонн, кроме данных в %)	
Трубопровод КТК:				
Новороссийск	1 241	1 132	1 999	2 100
Трубопровод УАС	2 217	2 448	4 947	4 901
Итого экспорт	3 458	3 580	**6 946**	**7 001**

Транспортировка и продажа сырой нефти – ТШО

Нефть, добываемая ТШО, транспортируется: (i) через Трубопровод КТК до экспортного морского терминала Южная Озереевка (Черное море, недалеко от российского порта Новороссийск) и (ii) по железной дороге до украинских экспортных терминалов в Одессе и Феодосии и (iii) по железной дороге через морской порт Актау до Трубопровода БТД и Батумского Морского экспортного терминала, расположенного в Порту Батуми.

ТШО было отгружено 12,4 млн. тонн через Трубопровод КТК за шесть месяцев 2010 года, по сравнению с 11,3 млн. тонн за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2009 года и 19,9 млн. тонн за год, завершившийся 31 декабря 2009 год, по сравнению с 21,0 млн. тонн нефти за год, завершившийся 31 декабря 2008 года. Ожидается, что Трубопровод КТК будет оставаться основным экспортным маршрутом для транспортировки сырой нефти ТШО. В связи с этим, для обеспечения дополнительных мощностей с учетом увеличившихся в 2009 году объемов ТШО в конце 2009 года было достигнуто соглашение об увеличении мощности Трубопровода КТК с имеющихся 33 млн.тонн в год до 67 млн. тонн в год, включая до 52,5 млн. тонн в год нефти и конденсата, добытых в Казахстане. ТШО также ведет отгрузку нефти с использованием расширенных нефтеналивных ж/д эстакад и ж/д экспортных мощностей, предназначенных для транспортировки большей части дополнительных объемов добычи с проектов SGI/SGP (закачка сырого газа/завод второго поколения) до расширения мощности КТК, и которые были введены в эксплуатацию в 2007 году. Также рассматриваются другие альтернативы расширения экспортных возможностей.

ТШО экспортирует 100% добытой сырой нефти, транспортировка которой осуществляется через Трубопровод КТК. В следующей ниже таблице представлены общие данные по экспорту сырой нефти ТШО по регионам за указанные периоды:

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря	
	2010	2009	2009	2008
		(тыс. тонн, кроме данных в %)		
Трубопровод КТК:	12 384	11 634	15 920	13 600
Трубопровод БТД	96	1 370	1 936	300
Трубопровод УАС	–	–	69	200
Ж/д до Одессы, Феодосии и Батуми	6 180	3 044	4 496	2 700
Итого экспорт	18 660	16 048	**22 419**	**16 800**

Кроме того, ТШО транспортирует:

- сжиженный газ – по ж/д потребителям в СНГ, на экспортные объекты СГ на Черном море и в определенные европейские страны для экспорта за пределы СНГ;
- сухой газ – по трубопроводам ИЦА в пределах Казахстана для бытового использования, а на экспорт через газопровод ТШО Тенгиз-Кульсары; и
- сера – по ж/д через или по территории Казахстана в Россию, Китай, Украину и различные Балтийские экспортные терминалы для отдаленного экспорта.

Транспортировка и продажа сырой нефти – ПКИ

Нефть, добываемая ПКИ, транспортируется: (i) по 2 боковым трубопроводам в Каракоин, где они подключаются к Восточному филиалу КТО, который транспортирует нефть до Шымкентского НПЗ; (ii) по трубопроводу Кумколь-Джусалы до нефтеналивного ж/д терминала Джусалы; (iii) по ж/д из Джусалы до морского порта Актау и далее через Каспийское море и Азербайджан до порта Батуми; (iv) по ж/д из Джусалы до участка Атырау-Самара трубопровода УАС и далее по трубопроводу в Одессу или Западную Европу; (v) по ж/д из Атасу и Текесу в Китай; (vi) по ж/д из Текесу в Узбекистан и Иран, (vii) через трубопровод Атасу-Алашанькоу в Китай и (viii) по ж/д из Текесу через Туркменистан, Каспийское море и Азербайджан до порта Батуми.

ПКИ экспортировала 66,0% добытой сырой нефти в первой половине 2010 года и 59,4% и 45,7% в 2009 и 2008 годах, соответственно в 2008 году. В следующей таблице представлены общие данные по экспорту сырой нефти ПКИ по регионам и за указанные периоды:

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря	
	2010	2009	2009	2008
		(тыс. тонн, кроме данных в %)		
Трубопровод Атасу-Алашанькоу	1 703	2 430	4 028	2 787
Ж/д из Джусалы в Актау	251	–	–	23
Ж/д из Атасу в	–	–	–	–
Порт Актау	–	–	–	67
Порт Батуми	–	–	–	16
Иран	–	–	–	34
Итого экспорт	1 954	2 430	**4 028**	**2 918**

Переработка, маркетинг и сбыт

Обзор

Основным предприятием Компании по переработке, маркетингу и сбыту является «Торговый дом КМГ». КМГ ПМ 16 июня 2010 года было переименовано из АО «Торговый дом КазМунайГаз» в АО «КазМунайГаз - Переработка и Маркетинг», что больше отражает основную деятельность компании.

Сырая нефть, добываемая Компанией, в частности РД КМГ, которая не идет на экспорт, транспортируется для переработки на Атырауский, Павлодарский и Шымкентский НПЗ. На 30 июня 2010 года КМГ ПМ принадлежала 99,17% доля участия в Атырауском НПЗ; 100% доля участия в компании «Refinery Company RT», которой принадлежат все активы Павлодарского НПЗ, вместе с 58,00% долей участия в АО «Павлодарский НПЗ», владеющем лицензией на эксплуатацию Павлодарского НПЗ (при этом остальная доля участия (42%) в АО «Павлодарский НПЗ» принадлежит Государству); и 49,72% доля участия в Шымкентском НПЗ. Таким образом, Компания имела значительную или контрольную долю участия в основных НПЗ в Казахстане. Кроме того, с декабря 2007 года КМГ ПМ косвенно принадлежит контрольная доля участия в НПЗ Петромидиа в Румынии. См. раздел «*Факторы риска – Факторы Риска, связанные с деятельностью Компании – Компания может потерять контроль над НПЗ Петромидиа или Компании может потребоваться выплатить*

значительную денежную сумму в результате судебных дел, возбужденных правительством Румынии против Rompetrol Refinare в отношении конвертируемых нот Rompetrol, или при урегулировании претензий, выставленных правительством Румынии». КМГ ПМ также является собственником и оператором НПЗ Вега в Румынии.

С 2006 года до 2009 года КМГ ПМ был назначен Правительством для сбора роялти в натуральном выражении с ТШО, АО «Тургай-Петролеум», «Казгермунай», ПККР и иных третьих лиц и получал комиссионные за продажу сырой нефти от имени Правительства. С 1 января 2009 года Правительство отменило платежи роялти для всех добывающих компаний (кроме ТШО, который продолжает выплачивать роялти Правительству), в связи, с чем КМГ ПМ больше не осуществляет сбор роялти в натуральном выражении.

В настоящее время КМГ ПМ преследует пять основных целей: (i) доставка продукции на внутренний рынок и расширение совей доли на розничном рынке в Казахстане до более 50% посредством органичного расширения своей розничной сети, приобретений и лицензионных договоров; (ii) модернизация своих нефтеперерабатывающих активов, в том числе обеспечение соответствия стандарту «Евро-4» на всех НПЗ до 2015 г.; (iii) дальнейшее развитие своей экспортной деятельности; (iv) разработка новых направлений транспортной деятельности; и (v) дальнейшая разработка розничной сети «Ромпетрол».

Продажа сырой нефти

С января 2004г. Компания экспортирует практически всю сырую нефть, добываемую РД КМГ, на условиях Агентского соглашения. Агентское соглашение заключается ежегодно по результатам конкурса, который проводится в соответствии с Правилами С-К. См. раздел «*Уставный капитал, сделки с единственным акционером и связанными сторонами – Взаимоотношения между дочерними организациями, совместными предприятиями и ассоциированными компаниями Компании – Агентское соглашение КМГ ПМ ».* КМГ ПМ косвенно владеет большинством голосов в дочерней организации в Нидерландах под названием «Trade House KazMunaiGaz N.V.», которому продается нефть, поставляемая через Одессу и Новороссийск.

1 января 2009 года вступил в силу новый закон о трансфертном ценообразовании, который ограничивает использование торговых партнеров в определенных оффшорных юрисдикциях. В настоящее время Компания провела реструктуризацию своих компаний по экспортным продажам в соответствие с новым законом в результате чего, Компания не ожидает каких-либо существенных влияний на ее операционную деятельность или финансовое состояние.

Перерабатывающие предприятия

На дату выпуска настоящего Базового проспекта в Казахстане функционировало 3 основных предприятия по переработке сырой нефти. Эти НПЗ расположены в Павлодаре, Атырау и Шымкенте. На 30 июня 2010 года общая фактическая мощность данных НПЗ составляла 12,2 млн. тонн сырой нефти. На 30 июня 2010 года года Компании принадлежала 100,0% доля участия в «Refinery Company RT», которой принадлежат все активы Павлодарского НПЗ, вместе с 58,0% долей участия в АО «Павлодарский НПЗ», владеющем лицензией на эксплуатацию Павлодарского НПЗ; 99,2% доля участия в Атырауском НПЗ; и 49,72% доля участия в Шымкентском НПЗ, и таким образом Компания обладает значительной или контрольной долей участия во всех трех основных нефтеперерабатывающих предприятиях в Казахстане. Кроме этого, Компания приобрела 100% долю участия в компании «Ромпетрол», которая на дату составления настоящего Базового Проспекта, владеет 54% долей участия в компании «Rompetrol Rafinare C.A.»и 100% долей участия в НПЗ Вега в Румынии. См. раздел «*Факторы риска – Факторы Риска, связанные с консолидированной деятельностью Группы – Компания может потерять контроль над НПЗ Петромидиа.*

Павлодарский НПЗ

В августе 2009 года КМГ ПМ приобрел 100,0% долю участия в компании «Refinery Company RT», которой принадлежат все активы Павлодарского НПЗ, вместе с 58,0% долей участия в АО «Павлодарский НПЗ», владеющем лицензией на эксплуатацию Павлодарского НПЗ (при этом остальная доля участия (42,0%) в АО «Павлодарский НПЗ» принадлежит Государству). Компания

«Refinery Company RT» сдает в аренду активы, входящий в комплекс Павлодарского НПЗ, для АО «Павлодарский НПЗ», которое, в свою очередь, эксплуатирует Павлодарский НПЗ. На 30 июня 2010 года Павлодарский НПЗ являлся самым крупным и современным в техническом отношении из трех основных НПЗ в Казахстане, проектная мощность переработки которого составляла 7,5 млн. тонн сырой нефти в год, а фактическая мощность - 4,1 млн. тонн сырой нефти в год.

Построенный в 1978 году Павлодарский НПЗ расположен в г.Павлодар на северо-востоке Казахстана в Павлодарской области в 100 км от границы с Россией и подключен к трубопроводу Омск-Павлодар-Шымкент. Павлодарский НПЗ является единственным НПЗ в Казахстане, имеющим установку каталитического крекинга и грануляции серы. Вся нефть, поступающая на НПЗ, добывается с месторождений Западной Сибири и транспортируется до НПЗ через системы трубопровода Транснефти и КТО, а взаимосвязанные нефтехранилища расположены в непосредственной близости от НПЗ. В результате недавней реконструкции появилась возможность использовать порядка 0,5% от общей мощности Павлодарского НПЗ для переработки сырой нефти из других источников, помимо сырой нефти с Западной Сибири. Доля несибирской нефти ограничена по причине высокого содержания в ней серы, что может ухудшить качество продуктов нефтепереработки.

Из общего объема нефти, переработанной в Казахстане в первой половине 2010 года и в году, завершившимся 31 декабря 2009 года, доля Павлодарского НПЗ составила 36,4% и 34%, соответственно. Кроме того, Павлодарским НПЗ было произведено 46 и 47% бензина, 39 и 35% дизельного топлива и 27 и 21% мазута, проданных в Казахстане за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года и за год, завершившийся 31 декабря 2009 года, соответственно.

В 2010 году на Павлодарском НПЗ были проведены самые крупномасштабные общие работы по ремонту и обслуживанию с начала постсоветского периода, что включало замену изношенных теплообменников и прочего оборудования, а также ремонт инженерных сетей, объектов инфраструктуры, а также дополнительных построек, дорог и других объектов инфраструктуры, несвязанных с производством. Общая стоимость данных работ превысила 4,5 млрд. тенге. Выполнение работ позволило НПЗ полностью перейти на производство дизельного топлива стандарта Евро 2. В 2010 году на Павлодарском НПЗ также был введен в эксплуатацию объект для хранения твердых отходов, балансовая стоимость которого составляет 83,0 млн. тенге, а также сдана в эксплуатацию установка для повышения октанового числа топлива, балансовая стоимость которой составляет 350,0 млн. тенге. В 2008 году на Павлодарском НПЗ была завершена реконструкция и запуск установки для получения водорода, что позволяет сократить содержание серы в конечном продукте нефтепереработки. В 2007 году была завершена реконструкция нескольких градирней, чтобы снизить потребление воды, связанное с оборотной системой водоснабжения завода. Павлодарский НПЗ взимает тарифы за переработку нефти, установленные Агентством РК по защите конкуренции (далее – «**Агентство по защите конкуренции**»). В 2010г. Агентство по защите конкуренции разрешило Павлодарскому НПЗ повысить тарифы за переработку до 3 742,26 тенге за тонну с 2 519,83 тенге за тонну в 2009 году, что положительно отразилось на доходе от переработки за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, по сравнению с шестью месяцами, завершившимися 30 июня 2009 года.

В таблице ниже представлены данные по историческому ассортименту и объемам нефтепродуктов, которые производил Павлодарский НПЗ в указанные периоды:

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря	
	2010	2009	2009	2008
		(тыс. тонн)		
Бензин	731	537	1 224	1 165
Дизельное топливо	858	591	1 330	1 347
Авиационный керосин	103	24	89	78
Авиационный керосин	523	299	690	719
Прочие нефтепродукты	305	197	430	393
Итого продукции	**2 520**	**1,6**	**3 763**	**3 702**

Атырауский НПЗ

Построенный в 1945 году, Атырауский НПЗ является старейшим из 3 действующих НПЗ Казахстана. В результате реализации программы по модернизации на 30 июня 2010 года проектная мощность переработки Атырауского НПЗ составила 5,0 млн. тонн сырой нефти в год, а фактическая мощность переработки – 4,0 млн. тонн сырой нефти в год. В настоящий момент проводится дальнейшая модернизация завода.

Атырауский НПЗ расположен в центре крупного региона добычи углеводородного сырья в Западном Казахстане и подключен к трубопроводу Узень-Атырау-Самара. Из общего объема нефти, переработанной в Казахстане за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года и за год, завершившийся 31 декабря 2009 года, доля Атырауского НПЗ составила 28,4% и 33%, соответственно. Кроме того, Атырауским НПЗ было произведено 20,5 и 20% бензина, 28,1 и 31% дизельного топлива и 47,1 и 53% мазута, проданных в Казахстане за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года и за год, завершившийся 31 декабря 2009 года, соответственно.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта рыночный спрос на продукты нефтепереработки в Западном Казахстане оценивается на уровне 3,0 млн. тонн в год. В 2009 году Атырауский НПЗ работал чуть ниже уровня рентабельности, переработав примерно 4,0 млн. тонн сырой нефти. За шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, Атырауский НПЗ работал с незначительным превышением уровня рентабельности, что в основном обусловлено, увеличением тарифов за переработку до 5 764,92 тенге за тонну с 3,360 тенге за тонну в 2009 гоу. За шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, на Атырауском НПЗ было переработано 2,0 млн. тонн сырой нефти.

Атырауский НПЗ в основном перерабатывает только давальческую нефть, которую получает от КМГ ПМ, и взимает тарифы за переработку, устанавливаемые Агентством РК по защите конкуренции. В 2010 году Агентство по защите конкуренции разрешило Атыраускому НПЗ повысить тарифы за переработку до 5 764,92 тенге за тонну, что положительно отразилось на доходе от переработки за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, по сравнению с шестью месяцами, завершившимися 30 июня 2009 года. В целях получения дополнительного дохода для облегчения финансирования запланированной инвестиционной программы, о которой говорится ниже, Атырауйский НПЗ в октябре 2010 года обратился в Агентство по защите конкуренции с целью получения разрешения на дальнейшее увеличение тарифов за переработку до 10 371,3 тенге за тонну. Получение ответа ожидается до конца 2010 года.

В период с марта 2003 г. по сентябрь 2006 г. на Атырауском НПЗ была проведена реконструкция и модернизация. В результате проведенной модернизации большая часть устаревшего оборудования была заменена, технологические процессы, и оборудование были приведены в соответствие с природоохранными требованиями.

В настоящий момент, программа капитальных инвестиций в Атырауский НПЗ включает строительство комплекса по производству ароматических углеводородов, которое по ожиданиям, будет завершено в 2013 году, строительство комплекса по переработке нефти, которое должно быть завершено в 2014 году, а также реконструкцию установки вакуумного бока, которая, по ожиданиям, будет завершена к концу 2010 года. 29 октября 2009 года КМГ ПМ заключил договор с компанией «Sinopec Engineering» на строительство комплекса по производству ароматических углеводородов на базе Атырауского НПЗ на сумму 1,1 млрд. долларов США, финансирование которого Компания планирует осуществить за счет внешних источников путем выдачи кредитной линии, подписанной Банком Развития Казахстана 30 июля 2010 года на общую сумму в 1 063 млн. долларов США на 13 лет. Движимое и недвижимое имущество Атырауского НПЗ будет заложено в качестве гарантии займа. В 2010 году ожидаемые капитальные затраты КМГ ПМ на Атырауском НПЗ составят 77 850 млн. тенге, 13 751 млн. из которых были профинансированы на дату составления настоящего Базового Проспекта. В основном инвестиции были направлены на проекты, связанные с установкой оборудования переработки бензола и ароматических углеводородов, реконструкцией вакуумного блока, модернизацией установки коксования и строительством передового нефтеперерабатывающего комплекса. В 2008 и 2009 годах капитальные затраты КМГ ПМ на модернизацию Атырауского НПЗ составили 3 000 млн. тенге и 5 460 млн. тенге, соответственно. К концу 2009 года Компания

увеличила объем переработки нефти и улучшила качество продуктов нефтепереработки на Атырауском НПЗ до 4,0 млн. тонн сырой нефти в год благодаря проведению указанной программы капитальных инвестиций. Производительность Атырауского НПЗ после модернизации увеличится до 5,0 млн. тон сырой нефти в год до 2014 года. Компании необходимо осуществить дополнительные инвестиции в значительном объеме в целях повышения коэффициента загрузки и рентабельности Атыраской НПЗ для улучшения качества продуктов нефтепереработки, производимых Компанией на Атырауском НПЗ.

29 октября 2009 года КМГ ПМ заключил договор с компанией «Sinopec Engineering» на строительство комплекса по производству ароматических углеводородов на базе Атырауского НПЗ на сумму 1,1 млрд. долларов США, финансирование которого Компания планирует осуществить за счет внешних источников путем выдачи кредитной линии, подписанной Банком Развития Казахстана 30 июля 2010 года на общую сумму в 1 063 млн. долларов США на 13 лет. Движимое и недвижимое имущество Атырауского НПЗ будет заложено в качестве гарантии займа. Строительство комплекса по производству ароматических углеводородов позволит производить до 132 000 т. бензола в год и до 497 000 т параксилола в год, а также производить моторный бензин и дизельное топливо стандарта «Евро-4». Предполагается, что строительство комплекса по производству ароматических углеводородов будет завершено в 2013 году, однако финансирование этого проекта еще не одобрено, и строительство в настоящее время приостановлено.

В таблице ниже представлены данные по историческому ассортименту и объемам нефтепродуктов, которые производил Атырауский НПЗ в указанные периоды:

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря	
	2010	2009	2009	2008
		(тыс. тонн)		
Бензин	324	271	520	493
Дизельное топливо	622	543	1 188	1 176
Авиационный керосин	30	16	42	47
Авиационный керосин	896	774	1 731	1 566
Прочие нефтепродукты	135	116	197	330
Итого продукции	2 005	1 719	**3 678**	**3 612**

Шымкентский НПЗ

В июле 2007 г., КМГ ПМ приобрел косвенное долевое участие в размере 49,72% в ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс», которое, в свою очередь, является собственником Шымкентского НПЗ. На 30 июня 2010 года проектная перерабатывающая мощность Шымкентского НПЗ составила 5,5 млн. тонн сырой нефти в год, а фактическая мощность – 4,0 млн. тонн сырой нефти в год.

Шымкентский НПЗ был введен в эксплуатацию в 1985 году после завершения установки атмосферной перегонки для первичной сепарации сырой нефти, комплексов каталитической гидроочистки для удаления примесей из нафты, авиационного и дизельного топлива и установки каталитического крекинга для повышения октанового числа бензина.

Шымкентский НПЗ расположен в Южном Казахстане. Большая часть поставок нефтепродуктов и сырой нефти на Шымкентский НПЗ осуществляется по ж/д в цистернах, предоставляемых государственной ж/д компанией или третьими лицами. Месторождения Кумколя и Западной Сибири являются основным источником поставок сырой нефти на Шымкентский НПЗ.

На Шымкентском НПЗ было переработано 35,3% от общего объема нефтепереработки в Казахстане за шесть месяцев 2010 года и 33% за год, завершившийся 31 декабря 2009 года.. Кроме того, в 2009 году на Шымкентском НПЗ было произведено 33,3 и 32% бензина, 33,2 и 34% дизельного топлива и 25,4 и 21% мазута от общего объема продаж в Казахстане за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года и за год, завершившийся 31 декабря 2009 года, соответственно.

Установка вакуумной перегонки на Шымкентском НПЗ была закончена в конце 2003 года и введена в эксплуатацию в начале января 2004 году. Эта установка вакуумной перегонки позволяет осуществлять производство и продажу вакуумного газойля (далее – «**ВГО**»). ВГО – это высокоценный продукт, который очень востребован НПЗ, имеющими установки каталитического крекинга, на которых ВГО может быть преобразован в бензин и дизель. Производство ВГО сокращает производство мазута (который является конечным продуктом более низкого качества и имеется на рынке в избыточных количествах), тем самым повышая экономическую отдачу Шымкентского НПЗ.

Шымкентский НПЗ работает с давальческим сырьем других лиц, взимая при этом тариф за переработку, устанавливаемый Агентством по защите конкуренции. В 2008 г. Агентство по защите конкуренции разрешило Шымкентскому НПЗ повысить тарифы за переработку до 3 100 тенге за тонну с 2 713 тенге за тонну в 2007 г. С 2009 года по настоящее время (2010 г.) никаких разрешений на дальнейшее повышение тарифов за переработку получено не было.

В таблице ниже представлены данные по историческому ассортименту и объемам нефтепродуктов, которые производил Шымкентском НПЗ в указанные периоды:

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря	
	2010	2009	**2009**	**2008**
		(тыс. тонн)		
Бензин	527	391	828	843
Дизельное топливо	734	631	1 276	1 408
Авиационный керосин	130	100	240	275
Мазут	482	399	694	635
Прочие нефтепродукты	513	335	765	886
Итого нефтепродуктов	2 386	1 856	**3 803**	**4 047**

НПЗ Петромидиа

В результате приобретения 75% акций компании «Ромпетрол» в ноябре 2007 г. и оставшихся 25% в июне 2009 г. после реализации Опциона Ромпетрол КМГ ПМ является собственником и оператором НПЗ Петромидиа, который принадлежит ее дочерней организации «Rompetrol Rafinare S.A.». На 31 декабря 2009 года компании «Ромпетрол» принадлежало 76,39% акций компании «Rompetrol Rafinare». В феврале 2010 года КМГ ПМ сделал обязательное предложение о приобретении акций компании «Rompetrol Rafinare», которыми он не владел. В результате этого предложения компания «Ромпетрол» приобрела дополнительные 21,61% акций в компании «Rompetrol Rafinare», увеличив свою долю участия до 98% акций компании «Rompetrol Rafinare». В 2010 году компания «Ромпетрол» предприняла попытки провести сделку на фондовой бирже в Бухаресте по вытеснению миноритарных акционеров и приобретению оставшихся акций, находящихся в публичном владении, т.е. 100% пакета акций компании «Rompetrol Rafinare», но сделка была остановлена правительством Румынии. В августе 2010 года Rompetrol Rafinare увеличила свой акционерный капитал за счет выпуска новых акций в объеме, эквивалентном 78 млн. евро на дату подписки, подписчиком на весь объем выступила Компания через Rompetrol, в результате чего Компания увеличила свою существующую долю собственности в Rompetrol Rafinare.

НПЗ Петромидиа был построен в период 1974-1979г.г. На 30 июня 2010 года проектная мощность НПЗ Петромидиа составляла 5,0 млн. тонн сырой нефти в год, фактическая мощность НПЗ составляла 4,0 млн. тонн сырой нефти в год. За шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года компания «Ромпетрол» произвела 2,2 млн. тонн очищенных (нефте) продуктов на НПЗ Петромидиа, достигнув 88 % го уровня утилизации фактической мощности переработки, а за год, завершившийся 31 декабря 2009 года, компания «Ромпетрол» произвела 3,8 млн. тонн очищенных (нефте)продуктов на НПЗ Петромидиа, достигнув 76 % го уровня утилизации фактической мощности переработки.

В 2003 году компания Rompetrol Rafinare осуществила выпуск Конвертируемых Нот Rompetrol. Конвертируемые Ноты Rompetrol предусматривают наличие возможности для Rompetrol Rafinare осуществить погашение суммы основного долга за счет наличных денежных средств или акций Rompetrol Rafinare на дату погашения Конвертируемых Нот Rompetrol 30 сентября 2010 года. В августе 2010 года компания Rompetrol Rafinare использовала часть средств из своего увеличенного капитала для погашения 54 млн. евро наличными правительству Румынии на дату погашения Конвертируемых Нот Rompetrol. На дату погашения Конвертируемых Нот Rompetrol 30 сентября 2010 года, причитающий к погашению остаток был конвертирован в акции Rompetrol Rafinare, в результате чего доля собственность Компании в Rompetrol Rafinare уменьшилась до 54%, при этом 44,7% находятся в собственности правительства Румынии, а 1,3 в публичном владении. *См. раздел «Факторы риска – Факторы Риска, связанные с деятельностью Компании – Компания может потерять контроль над НПЗ Петромидиа или Компании может потребоваться выплатить значительную денежную сумму в результате судебных дел, возбужденных правительством Румынии против Rompetrol Refinare в отношении Конвертируемых Нот Rompetrol, или при урегулировании претензий, выставленных правительством Румынии».*

НПЗ Петромидиа перерабатывает различные сорта сырой нефти с высоким содержанием серы и плотностью по классификации API. Сырую нефть, перерабатываемую на НПЗ Петромидиа, получают из порта Мидиа, принадлежащего компании «Ромпетрол», который может принимать суда грузоподъемностью до 24 000 т, или через более крупный порт Констанца, к которому НПЗ Петромидиа подсоединен посредством трубопровода протяженностью 40 км. НПЗ Петромидиа имеет собственный складской терминал, на котором имеется 40 сливных и наливных эстакад и автомобильных погрузочных эстакад.

НПЗ Петромидиа производит различные типы автомобильного горючего (бензин, дизельное топливо и СГ) и авиационное топливо А-1. Продукция НПЗ Петромидиа соответствует европейским стандартам качества и природоохранным требованиям к такой продукции.

В Румынии нефтепродукты НПЗ Петромидиа продаются через распределительную сеть «Ромпетрол» и оптово-розничные сети третьих лиц. НПЗ Петромидиа экспортирует нефтепродукты в Молдову, Болгарию, Турцию, Грузию, Венгрию, Хорватию, Боснию, Албанию и Западную Европу.

В 2009 году стоимость переработки на НПЗ Петромидиа была увеличена до 29 долларов США/баррель с 27,48 долларов США/баррель в 2008 году в основном в связи с повышением коммунальных тарифов. В 2010 году тарифы больше не повышались.

Прогнозируемые на 2008-2010 г.г. капитальные затраты «Ромпетрол» на НПЗ Петромидиа составляют 337 млн. долларов США, 30,2 млн. долларов США из которых были освоены в 2008 году, 65,0 млн. долларов США были освоены в 2009 году и 43,1 млн. долларов США были освоены в 2010 году на дату составления настоящего Базового Проспекта. Инвестиции в 2010 году, в основном, были направлены на модернизацию установки каталитического крекинга, установки переработки серы и гидрооборудования, а также в монтаж установки мягкого гидрокрекинга и иного перерабатывающего оборудования на НПЗ Петромидиа с целью производства дизельного топлива марки Евро-5.

В таблице ниже представлены данные по историческому ассортименту и объемам нефтепродуктов, которые производил НПЗ Петромидиа в указанные периоды.

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря	
	2010	2009	**2009**	**2008**
		(тыс. тонн)		
Бензин	540	600	1 296	1 351
Дизельное топливо	741	832	1 571	1 552
Авиационный керосин	59	46	91	106
Мазут	43	39	105	127
Прочие нефтепродукты	833	801	859	1 108
Итого нефтепродуктов	**2 215**	**2 318**	**3 922**	**4 244**

НПЗ Вега

В результате приобретения 75% акций компании «Ромпетрол» в ноябре 2007 г. и последующего приобретения оставшихся 25% в июне 2009 г. после реализации Опциона Ромпетрол КМГ ПМ является косвенным собственником и оператором НПЗ Вега, который был построен в 1905 г. и полностью модернизирован в период 1970-1980г.г. НПЗ Вега в качестве сырья использует побочную продукцию других НПЗ, работающих в данном регионе. На 30 июня 2010 года проектная мощность переработки НПЗ Вега составляла примерно 0,3 млн. тонн сырой нефти в год, фактическая мощность переработки НПЗ составляла 0,3 тонн сырой нефти в год. НПЗ Вега расположен в Плоешти, небольшом городке, находящемся неподалеку от Бухареста (Румыния).

НПЗ Вега специализируется на переработке альтернативных сырьевых материалов (нафта, переработанный RC, фракции C5-C6, другие фракции нефти и мазут) и производстве экологических растворителей, асфальта для специального использования, экологически чистого топлива для обогрева и прочей специализированной продукции. НПЗ Вега является собственником установок атмосферной и вакуумной перегонки сырой нефти и установок переработки альтернативного сырья.

Перечень продукции, выпускаемой НПЗ Вега, включает растворитель для полимеризации – обычный гексан, экологические нефтяные растворители, прочие нефтепродукты, такие как бензин, нафта, уайт спирит и нефтепродукты (топочный мазут), легкое жидкое горючее, битум (дорожный и полимерный модифицированный, специальный и грунтовочный для защиты металлических труб).

Стоимость переработки на НПЗ Вега составляет 48,20 долларов США за тонну. За последние три года увеличения тарифов не было.

В таблице ниже представлены данные по историческому ассортименту и объемам нефтепродуктов, которые производил НПЗ Вега в указанные периоды:

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня		За год, закончившийся 31 декабря	
	2010	2009	**2009**	**2008**
		(тыс. Тонн)		
Специальный бензин (растворители) и другие виды бензина	116	102	154	160
Уайт спирит и нефть	4	4	9	26
Газойль	–	–	10	17
Тяжелое топливо	–	–	30	24
Мазут	4	10	15	16
Битум	10	13	43	47
Другие нефтепродукты	12	11	51	0
Итого нефтепродуктов	145	140	**312**	**290**

Реализация и распространение нефтепродуктов

Продажа и распространение нефтепродуктов Компании на внутреннем рынке осуществляется через КМГ ПМ, который отвечает за реализацию и маркетинг нефтепродуктов в Казахстане, а также в Румынии и иных странах Восточной Европы через компанию «Ромпетрол».

Торговый дом КМГ

КМГ ПМ является собственником и оператором расширяющейся сети заправочных станций в Казахстане и Румынии. На 30 июня 2010 года КМГ ПМ принадлежали 259 (235 по состоянию на 31

декабря 2009 года) заправочных станций, расположенных в Казахстане в гг. Астана и Алматы, Западном, Северном и Восточном Казахстане, что на тот момент, в каждом отдельном случае, на рынке розничной торговли нефтепродуктов составляло 10% внутреннего рынка розничной продажи бензина согласно данным КМГ ПМ.

КМГ ПМ продает на внутреннем рынке полный ассортимент нефтяного топлива, включая высококачественный дизель, бензин и авиатопливо. КМГ ПМ осуществляет торговлю и маркетинг нефтепродуктов на внутреннем рынке посредством прямых продаж в основном с Атырауского НПЗ и через три своих 100% дочерних предприятий ТОО «КМГ Алатау», ТОО «КМГ Астана» и ТОО «КМГ Жайык». Нефтепродукты транспортируются по ж/д по тарифам, основанным на фактическом расстоянии перевозки.

В таблицах ниже представлен сводный ассортимент продукции КМГ ПМ и соответствующую долю Компании на внутреннем рынке в указанные периоды:

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2010 года		
Продукт	Потребление	КМГ ПМ	Доля на рынке
	(тыс. тонн)		*%*
Бензин	1 750	1 207	69
Авиационный керосин	300	171	57
Дизтопливо	2 100	1 599	76
Топливо	800	1 454	182
Итого	4 950	4 431	90

	За год, закончившийся 31 декабря 2009 года		
Продукт	**Потребление**	**КМГ ПМ**	**Доля на рынке**
	(тыс. тонн)		*%*
Бензин	3 195,5	325,4	10
Авиационный керосин	367,9	–	0
Дизтопливо	3 596,2	614,3	17
Топливо	1 165,8	783,0	67
Итого	**8 325,4**	**1 722,7**	**21**

Компания «Ромпетрол»

Розничная сеть «Ромпетрол» предлагает широкий ассортимент автомобильного горючего, в т.ч. бензин и дизельное топливо, поставляемые в основном с НПЗ Петромидиа. «Ромпетрол» также продает автомобильное горючее через 32 оптовых склада ГСМ, поставки с которых охватывают более 25% румынского рынка, 3,5% рынка Франции и 1,5% рынка Испании.

«Ромпетрол» продает полный ассортимент нефтепродуктов, включая бензин, дизельное топливо, сжиженный газ и топочный мазут как на внутреннем рынке в Румынии, так и в Восточной Европе, Франции и Испании. Сбыт и маркетинг нефтепродуктов на внутреннем рынке осуществляются через различные компании, контролируемые «Ромпетрол», в том числе «Ромпетрол Даунстрим», «Rom Oil SA» (оптово-розничная продажа бензина и дизтоплива), «Romcalor SA» (оптово-розничная продажа топочного мазута) и «Ромпетрол Газ СРЛ» (оптово-розничная продажа сжиженного газа) в Румынии, а в Восточной Европе – через компанию «Vector Energy». Компания «Ромпетрол Даунстрим», дочернее предприятие «Ромпетрол», владеет и эксплуатирует более 110 COCO/CODO заправочных станций, собственником которых является компания, а оператором – компания или дилер, а также контролирует 180 DODO дилерских заправочных станций в Румынии и 20 дилерских заправочных станций DODO в Болгарии.

В таблицах ниже представлен сводный ассортимент продукции и объем продаж «Ромпетрол»

в Румынии и международном рынке за указанные периоды в процентах:

	За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2010 года		
		Объем продаж, %	
Нефтепродукт	Объём	Внутр.	Международ.
	(тонн)		
Бензин	526,3	29%	71%
Дизтопливо	747,1	64%	36%
Авиационный керосин	45,1	100%	0%
Сжиженный нефтяной газ	128,1	100%	0%
Прочие нефтепродукты[(1)]	238,1	65%	35%
Итого продукции	1 684,8	57%	43%

	За год, закончившийся 31 декабря 2009 года		
		Объем продаж, %	
Нефтепродукт	Объём	Внутр.	Международ.
	(тонн)		
Бензин	1 351,0	35%	65%
Дизтопливо	1 552,0	67%	33%
Авиационный керосин	106,0	100%	–
Сжиженный нефтяной газ	198,4	92%	8%
Прочие нефтепродукты[(1)]	1 036,6	99%	1%
Итого продукции	**4 244**	**78.6%**	**21.4%**

Примечание:

(1) Прочие нефтепродукты включают бензин-нафта 132,7 тыс. тонн, топочный мазут 65,7 тыс. тонн, кокс 263,2 тыс. тонн, нефтяную серу 37,3 тыс. тонн, горючие газы 96,7 тыс. тонн, прочее 49,5 тыс. тонн.

Реализация и распространение природного газа

Компания осуществляет реализацию и сбыт своего природного газа через АО «КазТрансГаз Алматы» (далее – **КТГА**), ранее известного как АО «КазТрансГаз Дистрибьюшн», 100%-ная дочерняя организация КТГ, и через «КазРосГаз», одно из совместных предприятий Компании.

КТГА

КТГА было создано 15 апреля 2002 года для управления внутренним распределением природного газа в составе Компании. КТГА занимается, главным образом, транспортировкой газа по внутренним газораспределительным трубопроводным сетям, эксплуатацией газораспределительных установок и трубопроводов, маркетингом, закупкой и оптовым сбытом природного газа на внутреннем рынке. КТГА пользуется собственной трубопроводной сетью.

КазРосГаз

ТОО «КазРосГаз» было учреждено на основании международного соглашения между правительствами Казахстана и России «О сотрудничестве в газовом секторе» от 28 ноября 2001 г. 50% в «КазРосГаз» принадлежит Компании (представляющей Казахстан) и 50% ОАО «Газпром» (представляющему Россию).

«КазРосГаз» занимается закупкой и маркетингом газа с месторождений Карачаганак (Западный Казахстан), Толкын (Мангистауская область) и Тенгиз (Атырауская область). Газ с этих месторождений в основном транспортируется до российской границы и далее через транспортную систему ОАО «Газпром» на рынки СНГ и других зарубежных стран.

В таблице ниже показаны источники поставок газа «КазРосГаз» на указанные даты:

	На 30 июня	На 31 декабря	
	2010	2009	2008
		(миллион м³)	
Карачаганак (сухой газ)[1]	3 637	7 150	6 816
ТШО	358	779	–
ТОО "Толкыннефтегаз	–	–	–
Итого	**3 995**	**7 929**	**6 816**

Примечание:

(1) Сухой газ – это природный газ, который не содержит растворенных жидких углеводородов.

В таблице ниже указаны пункты назначения газораспределения "КазРосГаз" на указанные даты:

	На 30 июня	На 31 декабря	
	2010	2009	2008
		(миллион м³)	
Экспорт	3 278	6 572	6 338
включая операции "своп"	1 659	3 038	4 049
Внутренний рынок	359	1 357	578
Итого	**3 637**	**7 929**	**6 916**

Нефтепродукты

26 февраля 2009 года Компания приобрела 50% долю участия в КПИ за общую сумму денежного вознаграждения 4,8 млрд. тенге. КПИ является собственником двух нефтехимических заводов в Казахстане: Атырауский завод, который в данное время не работает, и Актауский завод, который производит небольшой объем нефтехимической продукции.

Основная деятельность КПИ заключается в реализации «Программы развития нефтехимической промышленности в Республике Казахстан на 2004-2010 гг.», утвержденной Указом Правительства № 101 от 29.01.2004 г., в частности, в отношении создания в Атырау первого интегрированного газохимического комплекса.

Сбор роялти

В период с 2006 по 2009 годы с добывающих компаний (включая дочерние компании, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании) каждый квартал взимался платеж роялти в форме физических поставок нефти по разным ставкам в зависимости от месторождений и объема добычи. После получения определенного объема нефти в качестве роялти КМГ ПМ перечислял денежные средства Государству, а затем продавал полученную в качестве роялти нефть третьим лицам. С 1 января 2009 года Правительство отменило платежи роялти для всех добывающих компаний (кроме ТШО, который продолжает выплачивать роялти Правительству), вследствие чего КМГ ПМ больше не занимается сбором роялти с третьих лиц в качестве уполномоченного агента Правительства. ТШО продолжает выплачивать роялти Правительству в соответствии с действующим контрактом. См. разделы *«Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Результаты работы – Доход – Прочий доход».*

В 2008 году КМГ ПМ получил 2,4 млн. тонн сырой нефти в качестве оплаты роялти в

натуральном выражении. В 2009 году и 2010 году до настоящего времени КМГ ПМ никаких платежей роялти в натуральном выражении не получала.

Конкуренция

Разведка и добыча

Нефтегазовый сектор Казахстана предоставляет привлекательные инвестиционные возможности для ведущих западных, азиатских и российских нефтегазовых компаний. С момента обретения независимости в 1991 г. крупные западные нефтяные компании осуществляют инвестиции в казахстанский нефтегазовый сектор, включая:

- инвестиции компании «Chevron» в месторождения Тенгиз и Карачаганак;
- инвестиции Группы BG, компаний «ENI», «Chevron» и «ЛУКОЙЛ» в месторождение Карачаганак;
- инвестиции компаний «Shell», «Total» и «ConocoPhillips» в месторождение Кашаган;
- инвестиции компании «ExxonMobil» в месторождения Тенгиз и Кашаган; и
- инвестиции «ENI-Agip» в месторождения Кашаган и Карачаганак.

В последние годы Китай увеличил свое присутствие с нефтегазовой отрасли Казахстана, учредив вместе с Компанией несколько значительных совместных предприятий. Среди прочих, эти совместные предприятия и ассоциированные организации включают: (i) ПКИ – нефтедобывающая компания, большинство акций которой находится в собственности Китайской национальной нефтяной компании (CNPC); (ii) CCEL – совместное предприятие с CITIC; (iii) КРС – совместное предприятие с CNOOC, учрежденное для строительства и эксплуатации КТК; (iv) AGP – совместное предприятие между КТГ и CNPC для строительства и эксплуатации Азиатского газопровода; (v) «МунайТас» – оператор трубопровода Кенкияк-Атырау, в котором 49% долевого участия принадлежит «CNPC E&D»; и (vi) ММГ - нефтедобывающая компания, которая равными долями принадлежит «CNPC E&D» и Компании.

Азиатские инвесторы представлены также нефтегазовыми компаниями «Inpex», «Sinopec» и Корейским национальным нефтяным консорциумом (далее – «**KNOC**»). Среди российских нефтегазовых компаний в Казахстане лидируют «ЛУКОЙЛ» и «Роснефть», которые работают преимущественно в Каспийском регионе. За последние годы также наблюдается возросший интерес, в частности в Западном Казахстане, со стороны ряда менее крупных компаний, которые привлекают возможности освоения и существующая в регионе инфраструктура. Примеры компаний из этой однородной по составу группы: «Arawak Energy Limited», «BMB Munay Inc.», «CanArgo Energy Corporation», «Caspian Holding PLC» и «Victoria Oil and Gas PLC».

Компания не предвидит конкуренции в освоении запасов со стороны региональных и международных нефтегазовых компаний, поскольку Компания является бенефициаром преимущественного права государства на приобретение участия в Контрактах на недропользование.

Транспортировка

Казахстан занимает благоприятное географическое положение, являясь страной транзита между основными газодобывающими странами, такими как Туркменистан, Узбекистан и Россия, с одной стороны, и крупными центрами газопотребления в Центральной и Западной Европе. ИЦА является монопольным оператором газотранспортной системы Казахстана и, следовательно, не имеет конкурентов в сфере международного транзита или внутренней транспортировки газа. Тем не менее, в будущем ИЦА может столкнуться с конкурентами из-за рубежа. Среди возможных будущих конкурентов – газопровод в обход Каспия и газопровод «Nabucco». Однако источники газа для этих трубопроводов пока еще не определены и, следовательно, их будущее остается неопределенным.

Согласно данным, опубликованным на веб-сайте Управления США по информации в области энергетики (http://www.eia.doe.gov) на февраль 2009 года правительство Ирана имеет доказанные запасы природного газа в объеме 26 844 млрд. $м^3$ – это вторые по величине запасы

природного газа в мире после России. Две трети иранских запасов природного газа составляет свободный природный газ, залегающий в неосвоенных месторождениях, наиболее значительным из которых является Южный Парс, запасы которого составляют порядка 12 743 млрд. м^3, что составляет приблизительно 47% от всех запасов природного газа Ирана; среди других значительных месторождений – Северный Парс, Канган-Нар и Хангиран. Таким образом, по всей видимости, Иран обладает значительным потенциалом в области добычи природного газа.

Для экспорта природного газа из Ирана в Турцию построен газопровод. Хотя по этому газопроводу транспортируются сравнительно небольшие объемы природного газа, Иран также рассматривает возможность дальнейшего развития транспортных систем для транспортировки природного газа в Украину, Европу, Индию, Пакистан, Армению, Азербайджан, Грузию, Тайвань, Южную Корею и на морское побережье Китая. Экспорт может осуществляться по газопроводам или танкерами. Развитие Ираном этих экспортных возможностей может создать угрозу конкуренции для ИЦА, тем не менее, санкции Европейского Союза, ООН и США против Ирана могут помешать любому такому развитию торговли с Ираном, по крайней мере, в ближайшей перспективе.

Иран импортирует определенные объемы природного газа из Туркменистана для потребления в северных регионах, удаленных от основных месторождений природного газа на юге Ирана. В декабре 1997 г. Туркменистан запустил газопровод Корпеже–Курт Кюй в Иран стоимостью 190 млн. долларов США, это первый экспортный газопровод природного газа в Центральной Азии в обход Казахстана. Согласно условиям 25-летнего договора между Туркменистаном и Ираном, Иран может импортировать природный газ из Туркменистана. Однако руководство Компании считает, что, учитывая наличие в Иране значительных собственных запасов природного газа, объем импорта туркменского природного газа в Иран не повлияет на отгрузку дополнительных объемов через трубопровод САЦ.

В декабре 2001 г. Армения заключила соглашение с Туркменистаном, в соответствии с которым Туркменистан будет поставлять в Армению до 2 млрд. м^3 природного газа в год, а в мае 2004 г. Армения заключила отдельное соглашение с Ираном, в соответствии с которым Иран будет поставлять в Армению до 36,4 млрд. м^3 природного газа в год в течение 20 лет, начиная с 2007 г. Хотя поставки природного газа по обоим соглашениям будут осуществляться в обход газотранспортной системы ИЦА, договоры поставки в обоих случаях обусловлены строительством новых газопроводов, которое еще не было начато.

Хотя, согласно информации, имеющейся на веб-сайте Газпрома (http://www.gazprom.com) на дату выпуска настоящего Базового проспекта, Газпром заявляет о том, что закупки природного газа у Туркменистана составят значительную долю общего объема продаж Газпрома в ближайшие годы, ожидается, что такие закупки начнут терять свою значимость, если Газпром, как планируется, начнет добычу на новых месторождениях, в частности, на месторождениях п-ва Ямал, начало разработки на которых намечено на период после 2010 года. Кроме того, согласно данным, опубликованным на веб-сайте Управления США по информации в области энергетики, в долгосрочной перспективе Туркменистан рассматривает возможность строительства газопровода для поставки туркменского природного газа в Европу, который пойдет в обход участка трубопровода САЦ, оператором которого является ИЦА.

Хотя руководство Компании считает, что вероятность возникновения серьезной конкуренции для ИЦА является достаточно отдаленной, как минимум в краткосрочной и среднесрочной перспективе, в то же время развитие любого из вышеуказанных направлений может привести к усилению конкуренции для ИЦА.

Переработка, маркетинг и сбыт

В результате приобретения в августе 2009 года контрольной доли участия ММГ в Павлодарском НПЗ, который является крупнейшим и наиболее современным НПЗ в техническом отношении в Казахстане, обслуживающим северный регион Казахстана и прилегающие регионы России, Компания стала собственником крупных или контрольных долей участия во всех трех основных казахстанских НПЗ. Помимо доли в Павлодарском НПЗ Компания владеет 49,72% долей участия в Шымкентском НПЗ, обслуживающем южно-казахстанский рынок, и 99,17% долей в

Атырауском НПЗ, обслуживающем западно-казахстанский рынок. Местоположение этих трех НПЗ позволяет Компании поставлять продукцию на внутренний рынок и экспортировать в Европу.

Кроме того, Компания косвенно владеет 54% долей в НПЗ Петромидиа в Румынии посредством владения КМГ ПМ на правах собственности, которому, в свою очередь, принадлежит компания «Ромпетрол». *"См. Переработка, маркетинг и сбыт – НПЗ Петромидиа"*

Руководство Компании полагает, что конкурентные позиции Компании были улучшены в результате приобретения НПЗ Петромидиа и Павлодарского НПЗ.

На 31 декабря 2009 г. КМГ ПМ был вторым по величине предприятием в Казахстане в части розничных продаж нефтепродуктов, его доля рынка составляла 21%. Основной конкурент «Гелиос» – крупнейший оператор розничного рынка ГСМ, на 31 декабря 2009 года его доля рынка составляла 33%. В связи с покупкой Компанией Павлодарского НПЗ Компанией также рассматривается возможность приобретения розничной сети заправочных станций «Гелиос». Компания ведет переговоры с существующими акционерами «Гелиос». В ожидании завершения потенциальной покупки, Компания согласилась перерабатывать по договору весь необходимый объем сырой нефти для «Гелиос» на Павлодарском НПЗ по фиксированным ценам за переработку в течение двух лет. «Гелиос» является одной из крупнейших сетей заправочных станций в Казахстане.

В таблице ниже представлена информация по 10 ведущим компаниям, работающим в секторе розничной торговли нефтепродуктами в Казахстане на указанные даты:

	На 31 декабря 2009г. Кол-во заправочных станций	**Доля рынка**
Гелиос	242	33%
«КМГ» ПМ	235	21%
Синоойл	75	15%
Наройл	75	7%
Бахыт Мунай	72	5%
Иволга Холдинг	45	3%
Аурика	33	3%
Есиль	26	2%
Дейбар Ойл	25	2%
Октан Плюс	24	2%

Работники

В таблице ниже показано примерное число работников Компании с разбивкой по видам хозяйственной деятельности на указанные даты:

	На 30 июня	**На 31 декабря**	
	2010	**2009**	**2008**
Производство, разведка и добыча	24 555	18 084	18 465
Прочие (дочерние предприятия)	23 619	21 694	18 688
Переработка	10 638	9 500	13 000
Компания (как холдинговая компания)	472	447	467
Распределение и продажа	5 274	5 739	14 210
Итого	64 558	**55 464**	**64 830**

1 марта 2010 года работниками РД КМГ производственного филиала «Озенмунайгаз» была начата забастовка, которая закончилась 19 марта 2010 года. Несмотря на то, что суд признал забастовку незаконной, была создана примирительная комиссия для рассмотрения и передачи требований рабочих. В рамках урегулирования забастовки, РД КМГ согласилось на повышение

зарплаты, введенное 1 июня 2010 года. В результате этой забастовки общие производственные потери «Озенмунайгаз» составили 27 600 тонн сырой нефти.

Профсоюз Компании был основан в сентябре 2007 года. На 31 декабря 2009 года в его состав входило 44 члена. Работники следующих дочерних предприятий Компании являются членами профсоюза: РД КМГ (14 084 членов), «КазМунайТениз» (114 члена), КТГ (15 членов), ИЦА (5 446 членов). Компания рассматривает возможность создания Ассоциации профессиональных союзов Компании и ее основных дочерних предприятий.

На данный момент данных о существовании какой-либо существенной задолженности по зарплате не имеется, до настоящего момента на нефтедобывающих, транспортных, перерабатывающих или дистрибьюторских предприятиях, собственником или оператором которых является Компании, а также на ее дочерних организациях, совместных предприятиях или ассоциированных организациях никаких существенных трудовых споров или забастовок не было, за исключением вышеуказанной 19 дневной забастовки на ПФ «Озенмунайгаз», которая произошла в марте 2010 года, как указано выше. В целом Компания считает, что трудовые отношения с работниками хорошие.

Судебные процессы

На дату выпуска настоящего Базового проспекта Компания не является стороной по каким-либо существенным разбирательствам, за исключением изложенного ниже. По данным Компании, Компания не участвовала и не участвует ни в каких государственных, юридических или арбитражных разбирательствах, включая любые текущие или потенциальные разбирательства, в течение последних 12 месяцев, предшествующих дате выпуска настоящего Базового проспекта, которые оказали или могут оказать в течение указанного срока существенное воздействие на финансовое состояние или рентабельность Компании.

Претензии в отношении хранения серы

В июне 2007 года и в марте 2008 года Атырауское областное территориальное управление ООС инициировало отдельные разбирательства против ТШО в отношении предполагаемого нарушения природоохранных требований в результате ненадлежащего хранения серы на месторождении Тенгиз. В результате этих разбирательств ТШО был начислен штраф в размере 307 млн. долларов США по итогам судебного процесса в 2007 году и 307 млн. долларов США по итогам судебного процесса в 2008 году. В ноябре 2007 года ТШО заплатил штраф в размере 307 млн. долларов США, начисленный по результатам разбирательств в 2007 году, при этом предпринимая дальнейшие шаги по обжалованию решения. Начисленный штраф в размере 307 млн. долларов США по результатам разбирательства в 2008 году ТШО не заплатило, а начало переговоры с Правительством с целью отмены начисленного штрафа.

В апреле 2009 года МНГ и ТШО заключили соглашение и о сере, согласно которому: (i) разбирательства, касающиеся начислений 2007 и 2008 гг., были прекращены; (ii) ТШО будет возмещена оставшаяся сумма административного штрафа в размере 342 млн. долларов США, оплаченного в связи с разбирательством 2007 года, посредством зачета в счет обязательств ТШО по роялти до октября 2014 года, а полная сумма административного штрафа, уплаченного в связи с разбирательством 2008 года, была отменена; и (iii) ТШО построит надлежащие объекты для хранения серы и возьмет на себя выполнение определенных социальных программ.

Отдельно, в ноябре 2008 года ТШО было получено уведомление от Атырауского налогового департамента, которым ТШО обвинялось в занижении декларируемых объемов серы за 2004-2006 гг. В соответствии с уведомлением от ТШО требовалось подать исправленные налоговые декларации за эти годы на основании кумулятивных объемов. ТШО обжаловало указанное уведомление в декабре 2008 года. На дату составления настоящего Базового Проспекта, ТШО выплатило 18 млн. долларов США за хранение серы ненадлежащим образом, данная сумма отнесена к операционным затратам, после чего все претензии были отозваны.

Разбирательства в отношении «Ромпетрол»

7 сентября 2006 г. Департамент по борьбе с организованной преступностью и терроризмом открыл уголовное дело в суде общей юрисдикции против тогда действующего Председателя Совета директоров, Главного исполнительного директора и миноритарного акционера «Ромпетрол» г-на Патрициу Дину, а также против г-на Букса Александру и еще 10 других лиц, занимающих или занимавших в соответствующее время руководящие должности в государственных агентствах Румынии, имеющих или имевших лицензии на проведение брокерских и трейдерских операций с ценными бумагами, являющихся или являвшихся бизнесменами. Дело в суде открыто по ряду обвинений, включая хищение, незаконную легализацию денежных средств, операции с использованием инсайдерской информации и спекуляции на рынках капитала. Ряд других обвинений подлежит официальному уголовному расследованию.

В соответствии с судебным приказом от 26 марта 2007 года, Министерство государственных доходов Румынии вступило в процесс с отдельным гражданским иском о привлечении «Ромпетрол» к потенциальной гражданской, а не уголовной ответственности, что означает, что если обвинения, выдвинутые прокуратурой против обвиняемых по уголовному делу, будут поддержаны судом, «Ромпетрол» может понести солидарную ответственность с ответчиками по уголовному делу по компенсации финансовых убытков, понесенных Государственным бюджетом Румынии. Хотя г-н Патрициу ушел с должности главного исполнительного директора «Ромпетрол» в июне 2009 года и вышел из состава правления «Ромпетрол» в феврале 2010 года, компания «Ромпетрол» не была выведена из участия в процессе в качестве одной из сторон. Потенциальная ответственность «Ромпетрол» по возмещению убытков оценивается в 88 млн. долларов США, не включая проценты и штрафы.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта судом никакого решения по данному судебному делу вынесено не было, и ожидается, что судебное дело и соответствующие расследования будут продвигаться медленно.

Арбитражное разбирательство в отношении Карачаганака

13 июля 2009 года Компания получила уведомление о возбуждении арбитражного разбирательства в отношении косвенной экспроприации инвестиций у отдельных партнеров Карачаганак. Сумма иска истцов составляет 1,43 млрд. долларов США и может быть увеличена. В ответ на это был подан встречный иск в отношении ненадлежащего управления, строительных дефектов и прочих технических проблем, связанных с проектом, в соответствии с которым, Компания требует возместить ущерб на сумму 1,8 млрд. долларов США, при этом указанная сумма также может быть увеличена.

Руководство Компании полагает, что ввиду того, что истцы прямо признают отсутствие причинной связи между действиями Компании и ущербом, причиненным истцам, а также признают, что в отношении месторождения Карачаганак Компания действует лишь в качестве агента Правительства, риск того, что Компания в конечном итоге будет привлечена к ответственности по указанным искам, даже если истцы выиграют дело, очень мал. В настоящее время стороны ведут переговоры по урегулированию спора.

Арбитражное разбирательство в отношении «Тургай Петролеум»/«Лукойл»

28 октября 2009 года Арбитражным институтом Торговой палаты г. Стокгольма было вынесено арбитражное решение в отношении разбирательства между «Lukoil Overseas Kumkol B.V.» (далее – «**Лукойл**») и ПКИ, начавшегося в 2005 году в отношении заявленного преимущественного права компании **Лукойл** на приобретение 50% доли в АО «Тургай Петролеум» (далее – «**ТП**»). Согласно арбитражному решению ПКИ дано предписание передать все свои акции в ТП в пользу Лукойл в обмен на чистое денежное вознаграждение в размере 800 млн. долларов США и выплатить 488 млн. долларов США в качестве возмещения ущерба в счет выплачиваемых дивидендов плюс процент 4,42% в год, начиная с октября 2008 г. По состоянию на 16 августа 2010 года, Лукойл и ПКИ подписали соглашение о взаиморасчетах (в целях частичного исполнения арбитражного решения), в соответствии с которым, Лукойл получит сумму в размере 438 млн. долларов США, а ПКИ сохранит свою долю в ТП.

Ограничение права ТШО на бурение или добычу на глубине более 5 100 метров.

ТШО 25 мая 2010 года получила письмо генеральной прокуратуры, в котором говорилось о том, что ТШО осуществила бурение скважин и добычу нефти на глубине более 5 100 метров на 33 своих скважинах без соответствующего горного отвода. МНГ и другие государственные органы, каждый в отдельности, издали письменное заключение, в котором утверждалось, что ТШО осуществляла добычу сырой нефти в объеме эквивалентном сумме в 1 591 875 400 долларов США на глубине более 5 100 метров в период с сентября 2002 года по июнь 2010 года и выдвинули соответствующие обвинения.

Финансовая полиция 19 июля 2010 года уведомила сотрудников ТШО о вынесении постановления о наложении ареста на имущество, в соответствии с которым, ТШО запрещается осуществлять передачу своих активов (таких как оборудование, инструменты, расходные материалы, технику, офисные помещения, транспортные средства и т.д.), а также были заморожены банковские счета на территории Республики Казахстан. По мнению ТШО, горный отвод, предоставленный ей 23 февраля 1996 года, не ограничивал права ТШО на осуществление бурения или добычу нефти на глубине более 5 100 метров и что любые споры, в любом случае, должны быть разрешены путем арбитража, а не в судах Республики Казахстан.

Генеральная прокуратура отозвала иск.

Наложение экспортных таможенных пошлин на экспорт сырой нефти ТШО

Министерство Финансов 7 сентября 2010 года выпустило письмо № КТК-0-2/13258, в соответствии с которым, ТШО была включена в перечень компаний, которые обязаны осуществлять уплату экспортных таможенных пошлин на сырую нефть, в соответствии с Постановлением № 709 от 13 июля 2010 года.

ТШО выразило официальный протест против наложения таких экспортных таможенных пошлин, несмотря на то, что ТШО осуществила уплату пошлин в сентябре 2010 года в сумме 146,8 долларов США, чтобы избежать каких-либо перебоев осуществляемых ею экспортных поставок сырой нефти. По мнению, ТШО наложение пошлин нарушает права ТШО по Проектному соглашению, в соответствии с которым, ТШО разрешается осуществлять экспорт сырой нефти без наложения каких-либо пошлин.

Иск против РД КМГ в отношении таможенных пошлин

18 августа 2009 года таможенный комитет РК подал иск против РД КМГ в отношении недоплаченной части экспортных таможенных пошлин (включая основную сумму в размере 15,3 млрд. тенге и пеню за просроченный платеж в размере 2,3 млрд. тенге). Данный иск касается экспортных поставок сырой нефти, совершенных в январе 2009 года, по которым экспортный налог был выплачен в полном объеме в соответствии с действующим законодательством Казахстана. 9 марта 2010 года суд г. Астаны вынес решение в пользу таможенного комитета и обязал РД КМГ выплатить вышеуказанные суммы. В настоящее время РД КМГ ведет процедуру обжалования решения в Верховном Суде.

Требования об уплате налогов в отношении РД КМГ

Налоговые органы 5 августа 2009 года издали постановление в отношении РД КМГ о наложении налоговых обязательств и пени в связи с несвоевременной уплатой налогов в сумме 16,2 млрд. тенге и 7,8 млрд. тенге, соответственно. Данное постановление было обжаловано РД КМГ в вышестоящем налоговом органе, который, в свою очередь, вынес постановление об уменьшении, как суммы налоговых обязательств, так и пени до 10,8 млрд. тенге и 3,9 млрд. тенге соответственно. КМГ РД 4 марта 2010 года, обжаловало результаты налоговой проверки, проведенной 5 августа 2010 года, в Специализированном Межрайонном Экономическом Суде г. Астаны. Судом было вынесено решение о последующем уменьшении суммы налоговых обязательств и пени до 8,6 млрд. тенге и 2,6 млрд. тенге, соответственно. Решение Специализированного Межрайонного Экономического Суда г.Астаны вступило в силу 23 октября 2010 года, после чего РД КМГ оплатило уменьшенную сумму налоговых обязательств и пени, определенных в соответствии с настоящим решением. В настоящий момент КМГ РД ведет процесс обжалования данного решения в Верховном Суде.

КМГ ПМ

По результатам проведенной в 2008 году налоговой проверки деятельности КМГ ПМ за период с 2003 по 2005 гг. налоговый орган доначислил КМГ ПМ налоги и пеню за просроченный платеж на общую сумму 84 млрд. тенге. КМГ ПМ также получил уведомление о возможном наложении административного штрафа на сумму 21 млрд. тенге. КМГ ПМ обжаловал результаты налоговой проверки в вышестоящих налоговых органах, которыми было вынесено решение о проведении дополнительной налоговой проверки. Со стороны налоговых органов не было предпринято никаких дальнейших действий по взиманию вышеуказанных сумм. Руководство КМГ ПМ считает, что налоговые обязательства и пеня за просроченный платеж были начислены в результате неверного толкования действовавшего на тот момент законодательства. Руководство уверено в своей позиции и считает маловероятным, что в результате этой проверки произойдет существенный отток ресурсов Компании.

Страхование

Компания запустила программу единого корпоративного страхования (далее – «**Программа страхования**») в 2001 году и внесла в нее определенные изменения в 2007 году. Условия Программы страхования аналогичны общепринятым в нефтегазовой отрасли и скорректированы с учетом конкретной деятельности Компании. Программа страхования включает обязательное экологическое страхование, страхование ответственности работодателя, страхование объектов повышенной опасности и страхование гражданско-правовой ответственности директоров и должностных лиц. Программа страхования также покрывает имущественные риски. Тем не менее, Программа страхования не включает, и Компания соответственно не обеспечивает страхование на случай причинения экологического ущерба производственной деятельностью дочерних предприятий Компании, страхование на случай саботажа или террористических актов. См. раздел «*Факторы риска – Факторы риска, связанные с хозяйственной деятельностью Компании – Размер страхового покрытия Компании может оказаться недостаточным для покрытия убытков, связанных с возникновением потенциальных производственных факторов опасности, и непредвиденных перерывов в деятельности*».

На 30 июня 2010 года в Программе страхования принимали участие РД КМГ, КТО, ИЦА, а также КМГ ПМ и его дочерние предприятия, включая Атырауский НПЗ, Павлодарский НПЗ, Шымкентский НПЗ и «КазМунайТениз». Собственная страховая компания Компании «Kazakhstan Energy Reinsurance Company Ltd.» (**KERC**) отвечает за реализацию Программы страхования и удовлетворение страховых потребностей Компании. KERC составляет отчеты по реализации Программы страхования для контролирующих органов Казахстана и Компании и контролирует исполнение заключенных ею договоров перестрахования.

Помимо Программы страхования, Компания также обеспечивает страхование в отношении некоторых активов от пожара, молнии, взрыва и землетрясения, а также медицинское страхование своих работников в страховой компании АО «Казахинстрах».

Информационные технологии

Управление деятельностью Компании по ИТ осуществляет Департамент ИТ, выполняющий следующие функции: разработка и реализация программы развития ИТ, разработка технических требований к проектам по ИТ, контроль над внедрением и использованием информационных систем, обеспечение бесперебойного функционирования информационной и телекоммуникационной инфраструктуры Компании. В рамках своей корпоративной реорганизации Компания сейчас находится в процессе интеграции систем ИТ всех дочерних предприятий Компании в одну централизованную сеть ИТ, которая будет служить всей Компании. По расчетам Компании такая интеграция должна быть полностью завершена через два-три года. Компания заложила в бюджет 750 млн. тенге на поддержание и дальнейшую модернизацию своих информационно-технологических систем в 2010 году, из которых 310 млн. тенге было профинансировано на дату составления настоящего Базового Проспекта.

Компания планирует создать центр по чрезвычайным ситуациям в 2010-2011 г.г.; в настоящее время у нее нет отдельного центра по чрезвычайным ситуациям или удаленного сервера, расположенного вне основных административных помещений Компании.

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ОХРАНА ТРУДА И ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Производственная деятельность Компании регулируется нормативными правовыми актами и другими требованиями РК по охране окружающей среды, здоровья и производственной безопасности, применимыми к нефтегазовым компаниям (далее – «**Природоохранное законодательство**»). Контракты на недропользование, заключенные Компанией, требуют, чтобы все операции недропользования выполнялись в соответствии с Природоохранным законодательством. См. раздел *«Деятельность – Разведка и добыча – Контракты на недропользование»*.

В соответствии со ст. 68 и 69 Экологического кодекса Республики Казахстан, Компания также обязана получать экологическое разрешение, предусматривающее определенные уровни допустимого экологического загрязнения. На Компанию распространяются ограничения по атмосферным выбросам, водопользованию и сбросу сточных вод, утилизации отходов, воздействию на дикую природу, использованию и рекультивации земель.

Государственные органы проводят регулярные проверки. На основании заключений, подготовленных в результате таких проверок, Компания должна предпринять меры по устранению нарушений Природоохранного законодательства.

Компания проводит научно-технологические исследования с целью формирования базовых нормативов и внедрения новых механизмов инжиниринга в области разведки и добычи, предназначенных для снижения уровня опасности нанесения вреда окружающей среде, здоровью людей и производственной безопасности. Компания использует системы, основанные на лучшей практике экологической защиты и сертифицированные в соответствии с требованиями международных стандартов защиты окружающей среды (далее – **ISO 14001**) и промышленной безопасности и охраны труда (далее – **OHSAS 18001**). Компания в настоящее время находится в процессе получения сертификатов ISO 14001 и OHSAS 18001 по своим системам промышленной и экологической безопасности. Независимая экологическая проверка Компании в 2006 году выявила, что системы промышленной и экологической безопасности Компании соответствуют требованиям ISO 14001.

Капитальные затраты на охрану окружающей среды

Компания приступила к поэтапной реализации комплексной программы экологического соответствия, основанной на Природоохранном законодательстве и утвержденной Правлением Компании 7 ноября 2006 г. (далее – «**Экологическая программа**»). Руководство полагает, что Экологическая программа будет реализована к 2015 году. Ее цели включают следующее:

- обеспечение того, чтобы уровень выбросов не превышал допустимые нормы, установленные казахстанским природоохранным законодательством;
- уменьшение уровня загрязнения воды;
- обеспечение того, чтобы уровень загрязняющих веществ в сточных водах не превышал допустимые нормы;
- утилизация промышленных отходов в соответствии с Природоохранным законодательством;
- восстановление или рекультивация участков, подвергшихся воздействию углеводородного загрязнения и ликвидация скважин;
- усовершенствование нефтяных амбаров; и
- профилактика и реагирование на разливы нефти и нефтепродуктов.

В таблице ниже представлены затраты основных дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций Компании в природоохранных целях и усовершенствования на указанные даты:

На 30 июня	На 31 декабря	
2010	2009	2008
	(млн. тенге)	

РД КМГ	1 997	4 883	4 914
ТШО	6 756	27 000	32 284
КазМунайТениз	70	704,8	564,0
ПКИ	2 340	5 757	5 905

Воздействие производственной деятельности на окружающую среду

Существенная экологическая ответственность Компании возникает в связи с требованием о восстановлении исторически загрязненных земель. Общая ответственность оценивается в сумме 561 млн. тенге.

Выбросы в атмосферу

В соответствии с Природоохранным законодательством Компания, включая РД КМГ и ТШО, обязана подавать в МООС заявку на получение природоохранного разрешения, дающего право на выброс регламентированных веществ в окружающую среду до определенного допустимого уровня за определенную плату. В таком разрешении указываются максимально допустимые нормы атмосферных выбросов, сброса сточных вод, сброса или утилизации бытовых и промышленных отходов Компании. В случае, если установленные лимиты сброса загрязняющих веществ и сточных вод превышают допустимый уровень, начисляются штрафы за загрязнение окружающей среды. Общие платежи Компании, включая штрафы, составили 606 тенге за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, 738 млн. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2009 года и 2,746 млн. тенге за год, завершившийся 31 декабря 2008 года. Ставки штрафов и платежей за выбросы в прошлом повышались, и Компания ожидает, что такие повышения будут иметь место и в будущем.

Сжигание газа в факелах является одним из методов его утилизации. Сжигание попутного и природного газа в факелах запрещено, за исключением наличия чрезвычайных ситуаций или угрозы для жизни людей или окружающей среды. Несмотря на запрет сжигания газа в факелах, МООС приостановило будущие санкции за нарушение запрета на факельное сжигание казахстанскими предприятиями, которые разработали программы снижения и устранения объемов факельного сжигания газа до 1 июля 2006 г. На дату выпуска настоящего Базового проспекта приостановление продолжает действовать, программы снижения и устранения объемов факельного сжигания газа имеются у следующих членов Компании: РД КМГ, ТШО, ПКИ, «Казгермунай», «Казкактуркмунай» и «Казахойл Актобе».

Министерство охраны окружающей среды Республики Казахстан осуществило отзыв разрешения на эмиссию в окружающую среду компании "North Caspian Operating Company" (NCOC, оператора Северо-Каспийского Проекта) в силу нарушения требований по охране окружающей среды. Органы охраны окружающей среды и прокуратуры провели проверку в целях выявления несоблюдения законодательства об охране окружающей среды компанией NCOC при проведении буровых работ, в результате чего, компания NCOC утратила выданное ей разрешение на эмиссию в окружающую среду. Разрешение было отозвано сроком на три месяца до момента устранения компанией NCOC выявленных нарушений. В настоящий момент компания NCOC устраняет данные нарушения.

Обработка и утилизация бытовых и промышленных сточных вод

Бытовые стоки обрабатываются в соответствии с общепринятой международной практикой с использованием базовой обработки и сброса в разные необлицованные испарительные пруды. Промышленные стоки сбрасываются только в облицованные испарительные пруды или закачиваются в скважины захоронения сточных вод. Предварительное разрешение на закачку сточных вод было получено у большинства казахстанских государственных органов. Далее, после окончательного одобрения МООС, определенные предприятия Компании, такие как ТШО, стали включать закачку сточных вод в природоохранные разрешения.

Утилизация твердых бытовых и промышленных отходов

Ряд дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций Компании, такие как РД КМГ, имеют значительные объемы загрязненных почв, которые сейчас хранятся на различных площадках. Также имеется целый ряд отстойников и складских площадок, оставшихся с периодов до вступления в силу действующего Природоохранного законодательства, в отношении которых необходимо получить природоохранные разрешения. В результате текущей

работы РД КМГ, число отстойников и мест хранения уменьшилось со 164 в 1997 г. до 2 в 2008 г, при этом, их число на дату составления настоящего Базового Проспекта не изменилось.

Хранение серы

На месторождениях ТШО высокое содержание сероводорода. В процессе добычи нефти и газа с высоким содержанием сероводорода требуется дополнительная переработка с целью конвертирования сероводорода в свободную серу, которая является полезным продуктом. Свободная сера хранится в комковой форме до отправки на рынок. По оценкам ТШО, на 30 июня 2010 года в комковой форме было складировано 6,4 млн. тонн (по сравнению с 6,9 млн. тонн по состоянию на 31 декабря 2009 года) свободной серы. ТШО стремится обеспечить хранение комковой серы в соответствии с международной практикой и включает хранение серы в свои природоохранные разрешения с выплатой соответствующих платежей. Потенциальное воздействие открытого складирования серы на окружающую среду и здоровье людей было изучено различными институтами, выбранными межведомственным координационным советом, в который вошли представители МООС, МЭМР и Министерств здравоохранения и чрезвычайных ситуаций. Результаты исследования были представлены на публичном слушании в г. Атырау и прошли экспертизу МООС. Заключения исследования подтверждают, что воздействие открытого складирования серы за пределами непосредственно площадок складирования комковой серы незначительно. В 2008 г. ТШО начало продавать серу третьим лицам с целью сокращения объемов складируемой серы и, следовательно, уменьшения риска наложения штрафов в связи с хранением серы в будущем. В 2009 году ТШО реализовало 2,2 млн. тонн серы третьим лицам и ожидает, что объем продаж в 2010 году составит 3,0 млн. тонн, из которых 2,7 млн. тонн уже были реализованы на дату составления настоящего Базового Проспекта.

Использование и рекультивация земли, включая нефтяные амбары и озера

Почва, загрязненная сырой нефтью, перевозится в шламонакопители, имеющие систему дренажа сточных вод, ограждение и водонепроницаемая мембрана. Сама почва, загрязненная сырой нефтью, обрабатывается специальным оборудованием Компании и современным оборудованием сторонних подрядчиков. Запущены дополнительные проекты с целью восстановления дамб на ряде производственных объектов и разработки программы устранения нефтяных амбаров и загрязненных площадок, в том числе с помощью различных биологических методов очистки.

В некоторых случаях МООС согласилось не применять к РД КМГ санкции за загрязнение, которое произошли до создания РД КМГ в марте 2004 года.

В соответствии с технологией добычи нефти, преобладавшей во времена СССР, в пределах естественных складок местности формировались или искусственно проектировались на поверхности открытые резервуары хранения накапливаемых водонефтяных фракций для экстренных случаев или для захоронения нефти и водонефтяных фракций. Компания больше не использует открытые резервуары в этих целях и в настоящее время постепенно устраняет их с помощью внешних подрядчиков.

Самые крупные открытые резервуары: (i) водонефтяное озеро РД КМГ в Узеньской впадине (далее – «**озеро Узень**»), и (ii) технологический нефтяной амбар на Центральном пункте перекачки нефти (далее – «**амбар ЦППН**»). В ноябре 2003 года МООС одобрило план утилизации РД КМГ по очистке озера Узень и амбара ЦППН. Дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании в совокупности потратили 3 239 млн. и 8 320 млн. тенге за шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года и за год, завершившийся 31 декабря 2009 года, соответственно рамках реализации вышеуказанного плана утилизации и других аналогичных планов.

Разливы нефти и химикатов

Дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании имеют разработанные процедуры обеспечения надежности оборудования, предназначенные для оценки и устранения недостатков и предотвращения разливов нефти и химикатов. Как результат, объемы разливов в ходе производственных операций в расчете на тонну продукции постоянно

снижаются. В то же время, в качестве меры предосторожности, дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании подготовили планы экстренного реагирования и на постоянной основе проводят учения и тренинги для основного персонала экстренного реагирования.

РУКОВОДСТВО

Органы корпоративного управления

Структура руководства Компании представлена ее единственным акционером АО «Самрук-Казына», Советом директоров, Правлением и Президентом, последние два из которых отвечают за руководство текущей деятельностью Компании.

Единственный акционер

Единственный акционер выполняет функции общего собрания акционеров, как предусмотрено Законом РК «Об акционерных обществах» от 13 мая 2003 г. № 415-II, с учетом внесенных в него изменений и дополнений (далее – «**Закон об АО**»), Законом РК «О Фонде национального благосостояния» от 13 февраля 2009 г. № 134-IV, уставом Компании, указами Президента и постановлениями Правительства о создании АО «Самрук-Казына» и его роли и функциях в экономике Казахстана. См. раздел «*Уставный капитал, сделки с единственным акционером и связанными сторонами – Самрук-Казына*».

Такие функции, среди прочего включают:

- одобрение 5-летних планов стратегического развития Компании;
- назначение аудиторов Компании;
- утверждение любых увеличений акционерного капитала Компании;
- назначение членов Совета директоров;
- одобрение годовой финансовой отчетности Компании;
- назначение Президента (Председателя Правления);
- одобрение выплаты дивидендов Компанией; и
- одобрение покупки Компанией акций других юридических лиц (в момент создания таких лиц или после него) и участия Компании в совместных предприятиях, если сумма вознаграждения за такое приобретение или участие, выплачиваемая Компанией в денежном или натуральном выражении, превышает 25% от балансовой стоимости активов Компании.

Совет директоров

Совет директоров отвечает за общее управление деятельностью Компании, определяет стратегию и политику Компании и имеет полномочия принимать решения по всем аспектам деятельности Компании, кроме вопросов, прямо отнесенных к компетенции единственного акционера в соответствии с Законом об АО и уставом Компании (как указано выше). В частности, полномочия Совета директоров включают, среди прочего, следующее:

- определение целей деятельности и составление 5-летних стратегических планов развития Компании;
- определение политик риск менеджмента и бухгалтерского учета Компании;
- назначение членов Правления;
- одобрение сделок, связанных с принятием Компанией обязательств на сумму, превышающую 10% от собственного капитала Компании, и крупных сделок, связанных, среди прочего, при условии одобрения со стороны Акционера, с приобретением, отчуждением или возможным отчуждением Компанией активов, стоимость которых превышает 25% от балансовой стоимости активов Компании;
- одобрение независимыми директорами сделок с заинтересованностью;
- одобрение приобретения Компанией 10% или более акций других юридических лиц;
- одобрение бюджета Компании; и

- назначение независимого регистратора акций Компаний.

Члены Совета директоров назначаются решением единственного акционера на пятилетний срок и могут переизбираться в общей сложности на три срока. На дату выпуска настоящего Базового проспекта Совет директоров состоял из 6 членов, двое из которых – г-да Лэйн и Куйлаарс, рассматриваются в качестве независимых директоров.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта в состав Совета директоров компании входят следующие лица:

ФИО	Возраст	Впервые назначен	Срок истечения полномочий	Должность
Кулибаев Тимур	44	2009	2011	Председатель Совета директоров Компании, Заместитель Председателя Правления АО «Самрук-Казына»
Лэйн Питер	64	2008	2011	Член Совета директоров Компании, независимый директор, исполнительный Председатель Правления «Campi & Co. Ltd»
Куйлаарс Франк	52	2006	2011	Член Совета директоров Компании, независимый директор, бывший исполнительный вице-президент, управляющий директор по энергетике и ресурсам «ABN AMRO N.V.»
Абулгазин Данияр	41	2010	2011	Управляющий директор «Самрук-Казына»
Кабылдин Каиргельды	57	2008	2011	Председатель Правления Компании

Кулибаев Тимур. Родился 10 сентября 1966 г. Окончил Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, имеет ученую степень по экономике. Начал работать в 1988 г. и до 1992 г. его профессиональная деятельность была связана с научными исследованиями. Работал экономистом, младшим научным сотрудником в Научно-исследовательском институте экономического планирования и стандартов и Консультативного центра при Фонде культурного, социального и технологического развития в Казахстане. С 1992 г. возглавлял несколько бизнес предприятий. В 1997 г. был назначен директором Директората проектной оценки и переговоров при Комитете по инвестициям Казахстана. С мая 1997 г. до марта 1999 г. занимал должность Вице-президента по экономике и финансам в национальной нефтегазовой компания ЗАО «Казахойл». С марта 1999 г. – Президент национальной компания по транспортировке нефти ЗАО «КазТрансОйл». С мая 2001 г. по февраль 2002 г. работал Генеральным директором ЗАО НК «Транспорт нефти и газа». С февраля 2002 г. по октябрь 2005 г. – Первый вице-президент АО НК «КазМунайГаз», образовавшейся в результате слияния ЗАО НК «КазахОйл» и ЗАО НК «Транспорт нефти и газа». В октябре 2005 г. назначен на должность Советника Президента Республики Казахстане. С апреля 2006 г. по август 2007 г. – Вице-председатель Правления Казахстанской холдинговой компании по управлению государственными активами АО «Самрук». 17 октября 2008 г. был назначен Вице-председателем Правления АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына». С 2005 г. возглавляет Ассоциацию «KazEnergy», которая объединяет предприятия нефтяного и энергетического секторов, присутствующие в Республике Казахстан. Награжден орденом Республики Казахстан «Курмет» (2001), юбилейной медалью «10-ая годовщина Конституции Казахстана» (РК, 2005 г.), орденом Российской Федерации «Дружба» (РФ, 2007 г.) и медалью «10-ая годовщина Астаны» (РК, 2008 г.). В мае 2009 г. Назначен на должность Председателя Правления Компании.

Лэйн Питер. Родился в 1946 г. Имеет степень бакалавра по экономике из Лондонской школы экономики, которую закончил в 1968 г., и степень магистра по экономике из Университета Эссекса, который закончил в 1970 г. Трудовую деятельность начал в 1972 г. советником по экономике в Департаменте промышленности и торговли Казначейства Ее Величества Соединенного Королевства. В 1978-1980 гг. – советник по экономике и инвестиционный менеджер (представляющий Казначейство Ее Величества Соединенного Королевства) в Национальном департаменте предпринимательства. В 1980-1985 гг. – менеджер по торговле сырой нефтью в компании «Shell

International Trading Company» и позже в компании «Shell UK Oil». В 1985-1987 гг. – начальник департамента маркетинга и дистрибуции компании «Shell UK Oil». В 1987-1991 гг. – генеральный директор компании «Royal Dutch Shell East Caribbean Group». В 1991-1993 гг. – коммерческий директор по маркетингу компании «Shell UK Oil» и директор по развитию бренда компании «Shell International Petroleum». В 1994-1998 гг. – директор по маркетингу и связям с общественностью Лондонского Ллойда и позже Генеральный директор по антикризисному регулированию Ллойда Северной Америки. В 1999-2002 гг. – Председатель Совета директоров и генеральный директор компании «A1 Holdings Inc.». В 2004 г. основал компанию «Exchange Insurance Company Inc.», где работал генеральным директором до 2007 г. В 2002 г. стал Исполнительным Председателем Правления компании «Campi & Co Ltd.» и работает в этой должности до настоящего времени. На свою текущую должность в Компании был назначен в июне 2008 г.

Куйлаарс Франк. Родился в 1958 г., имеет степень магистра права, закончил аспирантуру в Институте банковских и страховых компаний Голландии и в Кембриджском университете. Начал трудовую деятельность в 1984 г. в банке «ABN AMRO». В 1990 г. – начальник Департамента корпоративных и инвестиционно-банковских услуг в Бельгии. В 1994 г. – региональный менеджер в Сан-Пауло, Бразилия. В 1995-1999 г.г. – менеджер по России и Аргентине. В 2001 г. – член наблюдательных советов «ABN AMRO» в России, Казахстане и Узбекистане. В 2000-2003 г.г. возглавлял Интегрированную энергетическую группу «ABN AMRO» по Центральной и Восточной Европе, Ближнему Востоку и Африке. В 2003 г. был назначен начальником Международного управления по нефтегазовому сектору, в которое впоследствии вошла химическая промышленность. В 2004 г. – начальник Международного отраслевого управления «ABN AMRO», координирующего работу нефтегазовых отделений «ABN AMRO» по всему миру. В 2006 г. назначен членом Совета директоров «КазМунайГаз». Входит в советы директоров нескольких компаний, работающих на развивающихся рынках. Также является членом Отраслевого консультативного совета Европейской Энергетической Хартии.

Абулгазин Данияр. Родился в 1969г. Окончил Казахстанский Государственный технический институт им. Сатпаева по специальности инженера-экономиста в 2003 году. Начал трудовую деятельность в 1991 году в качестве военного инженера радиосвязи. С 1992 году заместитель генерального директора компании «ФМС Лтд». С 1994 г.- председатель правления АО «Первый казахстанский добровольный пенсионный фонд». В 1995-2000 гг. главный специалист, начальник управления Минфина РК, заместитель начальника Казначейства Минфина РК, директор бюджетного департамента Минфина РК, вице-министр финансов Казахстана. В 2000 г-н Абулгазин стал вице-президентом, руководителем аппарата ЗАО «ННК «Казахойл», в 2002 г.- заместитель генерального директора ТОО «Каспийская промышленно-финансовая группа». В 2004г. – он занимал пост управляющего директора и советника президента компании, а в 2007 стал генеральным директором ТОО «Каспийская промышленно-финансовая группа». В 2008г. г-н Абулгазин стал советником председателя Совета директоров «Самрук-Казына», и с 2010 г.- Управляющим директором «Самрук-Казына».

Кабылдин Каиргельды. Родился в 1953 г., в 1975 г. окончил Казахский политехнический институт. Начал трудовую деятельность в 1977 г. в должности инженера промысла в Министерстве нефтяной и газовой промышленности СССР. В 1989-1991г.г. занимал ряд должностей в ПО «Магистральные нефтепроводы Казахстана и Средней Азии», последние годы – заместитель генерального директора. В 1993-1994г.г. работал начальником Департамента развития транспорта МЭМР. В 1994-1997 г.г. – начальник Департамента развития производственной инфраструктуры Министерства нефтяной и газовой промышленности РК. В 1997 г. занял должность вице-президента по стратегическому развитию КТО. В 2001-2002 г.г. – Первый вице-президент ЗАО «Национальная компания «Транспорт нефти и газа». С 2003 г. является управляющим директором Компании по транспортировке нефти и газа. В сентябре 2007 г. был назначен заместителем Председателя Правления АО «Самрук» и Председателем Совета директоров Компании.

Совет директоров Компании включает Комитет по аудиту и Комитет по вознаграждениям.

Комитет по аудиту

Комитет по аудиту является консультативным органом Совета директоров, который

представляет в Совет директоров рекомендации относительно эффективности систем внутреннего контроля и риск менеджмента Компании, ее корпоративного управления и соответствия действующим требованиям казахстанского законодательства в области аудита (в том числе рекомендации по назначению внешних аудиторов). Комитет по аудиту состоит из 3 членов, не менее 2 из которых должны быть независимыми директорами.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта в состав Комитета по аудиту входят следующие лица:

ФИО	Должность
Куйлаарс Франк...	Комитета по аудиту, независимый директор Компании
Лэйн Питер ..	Заместитель Председателя Правления АО «Самрук-Казына»
Тулекешев Калдыбай...	Заместитель Директора Группы по управлению нефтегазовыми активами АО «Самрук-Казына»

Комитет по вознаграждениям

Комитет по вознаграждениям является консультативным органом Совета директоров, который ежегодно представляет в Совет директоров рекомендации относительно политики, структуры и уровня вознаграждений высшего руководства Компании. Комитет по вознаграждениям также пересматривает размер вознаграждения членов советов директоров и правлений дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций Компании и представляет рекомендации по ним. Комитет по вознаграждениям состоит из 3 членов, не менее 2 из которых являются независимыми директорами. На дату выпуска настоящего Базового проспекта в состав Комитета по вознаграждениям входят следующие лица: Кулибаев Тимур, председатель Совета директоров Компании, Лэйн Питер и Куйлаарс Франк, независимые директора Компании.

Служебным адресом каждого члена Совета директоров и комитетов Совета директоров является юридический адрес Компании: Казахстан, 010000 г. Астана, пр. Кабанбай Батыра, 19.
Правление

В 2009 г. Совет директоров Компании утвердил стратегию по реорганизации корпоративной структуры Компании и ее разделении на пять бизнес-сегментов, включая: (i) разведка и добыча нефти и газа, (ii) транспортировка и экспорт газа, (iii) транспортировка нефти, (iv) переработка, маркетинг и сбыт и (v) сопутствующие услуги в области нефти и газа. Каждым бизнес-подразделением руководит управляющий директор, который несет ответственность за работу своего подразделения, включая назначение руководства и представителей в филиалах, координацию работы филиалов Компании, а также координирование и направление работы филиалов и представительств Компании с работой членов Компании. Управляющий директор каждого подразделения подотчетен Президенту (Председателю Правления) и входит в состав Правления Компании. Реорганизация Компании утверждена Советом директоров Компании 23 июня 2009 г. и ее завершение ожидается к 2013 году.

Правление отвечает за текущее руководство и управление Компанией под контролем Совета директоров и единственного акционера. Обязанности Правления включают следующее:

- одобрение приобретения Компанией до 10% акций других юридических лиц;
- реализация бизнес-стратегии и освоение бюджета по каждому подразделению, определяемых Советом директоров и единственным акционером;
- реализация решений Совета директоров и единственного акционера и рекомендаций Службы внутреннего аудита;
- решение всех других вопросов, не относящихся к компетенции Совета директоров или единственного акционера.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта Правление Компании состоит из 8 членов. Совет директоров назначает членов Правления на трехлетний срок. Действующие члены Правления

были назначены 23 июня 2008 г. Совет директоров вправе в любой момент прекратить полномочия любого из членов Правления, кроме Президента, который назначается Единственным акционером.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта в состав Правления Компании входят следующие лица:

ФИО	Возраст	Должность в Компании
Кабылдин Каиргельды	57	Председатель Правления
Палымбетов Болат	49	Управляющий директор, Заместитель председателя совета директоров
Балжанов Аскар	52	Управляющий директор по разведке и добычи
Назаров Болат	55	Управляющий директор по газовым проектам
Шманов Нуртас	54	Управляющий директор по транспорту нефти
Тиесов Данияр		Управляющий директор по переработке и маркетингу нефти
Мирзагалиев Магзум	31	Управляющий директор по сервисным проектам
Бозжанов Толеген	36	Управляющий директор корпоративного центра
Жангаулов Ержан	42	Генеральный директор по юридической поддержке

Кабылдин Каиргельды. См. раздел «*Совет директоров*».

Палымбетов Болат. Родился в 1961 г. В 1984-1989 гг.- Инженер - программист, заведующий отделом вычислительного центра Государственного Комитета по делам издательства. В 1990 г. – вице-президент по развитию Молодежного промышленно-творческого комплекса «Кайзар». С 1990 по 1991 г-н Палымбетов был управляющим центра прикладного исследования «Фараби-центр». В 1991-1992 гг. - назначен Председателем Фонда социальной защиты молодёжи «Жастар» и директором департамента по социальным и экономическим вопросам молодёжи в комитете города Алматы по делам молодёжи. В 1993 г.- директор фонда «Астана Инвест», а с 1993 по 1997 гг. исполнял обязанности управляющего директора фонда «Астана Инвест». В 1998-1999 –заместитель председатель Правления ОАО "Народный сберегательный банк Казахстана". В 2001г.- Вице - министр экономики и торговли РК, в 2001-2002 гг.- Генеральный директор ЗАО "Казтрансойл". В 2002-2006 гг.- аким Мангистауской области. В 2006 г.- вице-министр экономики и бюджетного планирования РК. В 2009г назначен Председателем правления АО «Каспий», «SRC NC».

Балжанов Аскар. Родился в 1958 г. После окончания Московского института нефтехимической и газовой промышленности начал свою трудовую деятельность в производственном объединении «Эмбанефть», где проработал с 1980 г. по 1987 г. Занимая руководящие должности в таких нефтегазовых предприятиях как «Эмбанефть», «КазахстанНефтеГаз», «КазахстанМунайГаз», ТОО «КазРосГаз» и НК «КМГ», приобрел богатый опыт работы в нефтегазовой отрасли. В 1991-1992 гг. занимал должность вице-президента компании «КазахстанМунайГаз», в которой позже занимал должность генерального директора. С июня 2006 г. по май 2009 г. – генеральный директор компании «Разведка Добыча КазМунайГаз». До этого занимал должность генерального директора АО «КазМунайТениз», дочерней организацией НК «КазМунайГаз», специализирующейся на морских нефтегазовых операциях. В настоящее время занимает должность генерального директора АО «Разведка Добыча КМГ».

Назаров Болат. Родился в 1955 г., в 1979 г. окончил Актюбинский педагогический университет по специальности «физик-математик», а в 1988 г. окончил Казахстанский государственный политехнический университет, факультет «Бурение нефтяных и газовых скважин». Трудовую деятельность начал в 1979 г. в качестве научного сотрудника в Казахском институте нефти и газа. Также работал в должности вице-президента АО «КарачаганакГазпром» и директора департамента Карачаганакского проекта в НК «КазахГаз». С марта 2008 г по декабрь 2009 г. занимал должность генерального директора АО «КазТрансГаз», после чего г-н Назаров был назначен управляющим директором АО «НК «КазМунайГаз» по газовым проектам.

Шманов Нуртас. Родился в 1956 г. Окончил Уфимский нефтяной институт нефти в 1979 г. по специальности «проектирование и эксплуатация нефтегазопроводов, газохранилищ и нефтебаз» и Институт рынка при Казахском государственном аграрном университете в 1998 г. по специальности «финансы и кредит». Трудовую деятельность начал в Атырауском управлении нефтепроводов, где проработал до 1992 г. С декабря 2007 г. по январь 2009 г. – генеральный директор АО «КазТрансОйл». До этого работал в компаниях «ШевронМунайГаз» в г. Алматы и «ШевронНефтеГаз» в г. Москва в должности регионального менеджера по транспортировке. С мая 2006 г. по декабрь 2007 г. – заместитель директора Каспийского трубопроводного консорциума - Россия.

Тиесов Данияр. Родился в 1970 г., в 1997 г. окончил Восточно-Казахстанский государственный университет по специальности «охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности», а в 2004 г. окончил Атырауский университет нефти и газа по специальности «переработка нефти, газа и угля». Трудовую деятельность начал в 1994 г., работая в различных нефтяных компаниях розничной торговли. В 1999 г. вошел в группу КМГ в качестве секретаря правления Атырауского НПЗ. После этого занимал разные должности в НК «КазахОйл» и отвечал за несколько проектов по переработке. В августе 2006 г. был назначен Заместителем Генерального Директора КМГ ПМ по добыче. В июне 2009 был назначен управляющем директором Компании по переработке и маркетингу нефти.

Мирзагалиев Магзум. Родился в ноябре 1978 г. Окончил в 1999 году Университет «Туран» г.Алматы, экономист-международник, и в 2003 году Дипломатическую Академию г. Астана, экономист-международник, В 2001-2002 гг.- менеджер по ТБ Актауского филиала «MI Drilling Fluids International». В 2002-2004 гг.- стажировка в нефтяных компаниях в США и Малайзия. В 2004-2007 гг.- начальника производства Актауского филиала «MI Drilling Fluids International». В 2007-2009 гг.- г-н Мирзагалиев стал генеральным директором ТОО «Тенизсервис», филиала Компании. В мае 2010г. – был назначен управляющим директором по сервисным проектам.

Бозжанов Толеген. Родился в 1974 г. Окончил Казахский государственный университет по специальности «физика» и Казахскую строительную академию по специальности «экономика». Имеет степень бакалавра экономических наук из университета «Warwick» (Великобритания). Г-н Бозжанов начал трудовую деятельность в 1997 г., работая старшим банкиром в АО Национальном сберегательном банке Казахстана. В 1998-2000 гг. – управляющий директор АО «Казкоммерц Секьюритиз». Позже в течение двух лет работал на должности директора по продажам ТОО «Kar-Tel». Что касается его работы в нефтегазовом секторе, с августа 2008 г. работает вице-президентом НК «КазМунайГаз». С 2006 г. по июль 2008 г. работал генеральным директором АО «Торговый дом «КазМунайГаз», а до этого с августа 2004 г. по 2006 г. – исполнительным директором АО НК «КазМунайГаз».

Жангаулов Ержан. Родился в 1968 г., в 1992 г. окончил Карагандинский государственный университет по специальности юрист. До начала работы в Компании был начальником департамента юридической службы и отдела кадров в Министерстве юстиции, администрации Премьер-министра и администрации Президента. 6 июня 2006 г. был назначен главным юрисконсультом Компании, а до этого назначения был исполнительным директором по юридическим вопросам Компании.

Служебным адресом каждого члена Правления является юридический адрес Компании: Казахстан, 010000 г. Астана, пр. Кабанбай Батыра, 19.

Председатель Правления

Председатель Правления является высшим должностным лицом Компании. Действующий Президент Каиргельды Кабылдин был назначен решением Совета директоров АО «Самрук-Казына» – Единственного акционера – от 20 августа 2009 г. на неопределенный срок.

Служебным адресом Президента (Председателя правления) является юридический адрес Компании: Казахстан, 010000 г. Астана, пр. Кабанбай Батыра, 19.

Служба внутреннего аудита

Служба внутреннего аудита – постоянный коллегиальный орган Компании, осуществляющий внутренний аудит Компании, оценку надежности и эффективности систем внутреннего контроля и риск менеджмента Компании, мониторинг деятельности Компании, и ее соответствия казахстанскому законодательству и внутренней политике и процедурам Компании. Служба внутреннего аудита осуществляет мониторинг и надзор за службами внутреннего аудита дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций Компании, предоставляет услуги внутреннего аудита и дает основные направления по организации систем внутреннего контроля и внутреннего аудита. По распоряжению Совета директоров Компании, Служба внутреннего аудита Компании может проводить аудит любого из дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций Компаний. Члены Службы внутреннего аудита Компании назначаются Советом директоров на срок, определяемый Советом директоров.

Члены Службы внутреннего аудита подотчетны Совету директоров и могут быть отстранены в любой момент. Служба внутреннего аудита имеет право созывать внеочередные заседания Совета директоров Компании.

На дату выпуска настоящего Базового проспекта в состав Службы внутреннего аудита Компании входят следующие лица:

ФИО	Должность в Компании
Баян Кайдар	Начальник Службы внутреннего аудита
Утембаева Айжан	Заместитель начальника Службы внутреннего аудита
Интыкбаев Дамиржан	Начальник группы
Кошкаров Жеткен	Начальник группы
Мусаев Ербол	Начальник группы
Ногайбаев Максат	Начальник группы
Нурпеисов Канат	Начальник группы
Абдикаров Аскар	Главный внутренний аудитор
Аденова Гульнар	Главный внутренний аудитор
Акашева Лейла	Главный внутренний аудитор
Амренова Жумагул	Главный внутренний аудитор
Аксанбеков Абдибек	Главный внутренний аудитор
Кайрулла Анаргуль	Главный внутренний аудитор
Курмашева Асель	Главный внутренний аудитор
Скакова Камшат	Главный внутренний аудитор
Тимербаева-Датт Асия	Главный внутренний аудитор
Шаяхметова Акмарал	Главный внутренний аудитор
Айдарбекова Салтанат	Главный внутренний аудитор
Ермухаметов Толеген	Старший внутренний аудитор
Кирилишина Галина	Главный внутренний аудитор
Кошатаев Аязбек	Главный внутренний аудитор
Тагашбаев Арман	Главный внутренний аудитор
Туякбаева Салтанат	Главный внутренний аудитор
Мергенова Гульшат	Внутренний аудитор
Мусургалиева Кымбат	Внутренний аудитор

Вознаграждение руководства

В соответствии с уставом Компании, вознаграждение членов Совета директоров определяется единственным акционером, а вознаграждение Председателя Правления, членов Правления и Службы внутреннего аудита определяется Советом директоров.

За шесть месяцев, завершившихся 30 июня 2010 года, за года, закончившиеся 31 декабря 2009 г. и 31 декабря 2008 г., общий размер вознаграждения ключевых руководителей Компании составил 1 361 млн. тенге, 2 155 млн. тенге и 2 242 млн. тенге, соответственно. Оплата труда основного управленческого персонала состоит из заработной платы и премии по результатам хозяйственной деятельности.

Трудовые договора с руководящими должностными лицами

В общем, Компания заключает трудовые договора со своими руководящими должностными лицами на неопределенный срок. По таким договорам, в дополнение к должностному окладу, руководящие должностные лица Компании имеют право на получение ежегодной премии по результатам хозяйственной деятельности Компании за год.

Конфликт интересов

Потенциального конфликта интересов между любыми должностными обязанностями членов Совета директоров, Правления, Президента и Службы внутреннего аудита по отношению к Компании и их частными интересами или иными обязанностями не существует.

УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ, СДЕЛКИ С ЕДИНСТВЕННЫМ АКЦИОНЕРОМ И СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Уставный капитал

Компания была сформирована в феврале 2002 г., с уставным капиталом на общую сумму 47 874 млн. тенге, который был составлен из передачи Компании 14 561 629 простых акций «Казахойл» номинальной стоимостью 1 000 тенге за акцию и 333 119 985 простых акций ЗАО «НК Транспорт нефти и газа» номинальной стоимостью 100 тенге за акцию. 7 августа 2002 г. Компания зарегистрировала свой уставный капитал в размере 48 874 млн. тенге, включая последующий вклад в размере 1 млн. тенге наличными, состоящий из 95 747 255 простых акций номинальной стоимостью 500 тенге за акцию.

В 2004, 2005 и 2006 гг. уставный капитал Компании увеличивался несколько раз в результате выпуска новых акций Правительству в обмен на денежные вклады, которые частично были скомпенсированы за счет сумм определенных платежей, причитавшихся Правительству, и затрат, понесенных Правительством в связи с передачей Компании акций некоторых государственных предприятий. 28 января 2006 г. принадлежащие государству акции Компании были переданы в пользу «Самрук-Казына». На дату выпуска настоящего Базового проспекта «Самрук-Казына» является единственным акционером Компании и, в свою очередь, находится в полной государственной собственности. После недавнего увеличение уставного капитала Компании, вступившего в силу с 13 октября 2010 г, уставный капитал Компании на дату выпуска настоящего Базового проспекта состоял из 342 341 249 простых акций номинальной стоимостью 500 тенге за акцию, из которых 341 494 974 простых акций являются акциями, выпущенными в обращение.

Самрук-Казына

Самрук-Казына на 100% принадлежит государству и является национальной холдинговой компанией по управлению практически всеми государственными предприятиями. Самрук-Казына было учреждено в 2008 г. в соответствии с Указом Президента № 669 от 13 октября 2008 г. и Постановлением Правительства № 962 от 17 октября 2008 г. путем слияния АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук» и АО «Фонд устойчивого развития «Казына». Самрук-Казына – акционерное общество, держателем акций которого является Комитет государственного имущества и приватизации Министерства финансов от имени Республики Казахстан. В конце 2008 г. 100% акций Компании были переданы Самрук-Казына.

Главная задача Самрук-Казына - управлять акциями (долевым участием) принадлежащих ему юридических лиц с целью максимального увеличения долгосрочной стоимости и увеличения конкурентоспособности таких юридических лица на мировых рынках. Несмотря на то, что время от времени в прессе появляются заявления касательно проведения возможного первоначального публичного предложения компанией Самрук-Казына миноритарной доли в КМГ, Компания понимает, что какие-либо планы в отношении проведения подобной продажи в ближайшем будущем отсутствуют. Компания продолжает считать, что она имеет значительную поддержку со стороны Правительства, которое исторически оказывало содействие Компании путем предоставления финансирования и стратегической поддержки и иным образом играло важную роль в расширении операционной деятельности Компании, ее запасов, уровня производства, а также сетей транспортировки и переработки.

Руководство деятельностью Самрук-Казына осуществляется согласно общим принципам корпоративного управления, которые применяются ко всем акционерным обществам в Республике Казахстан. Соответственно, структура корпоративного управления Самрук-Казына следующая: Правительство как единственный акционер представляет собой высший руководящий орган, совет директоров представляет собой орган управления, а правление представляет собой исполнительный орган.

Члены совета директоров Самрук-Казына назначаются Правительством. Среди его членов, помимо прочих: Министр экономики и бюджетного планирования, Министр финансов, Министр энергетики и минеральных ресурсов, Министр индустрии и торговли, независимые директора и председатель Правления Самрук-Казына. Более того, председателем совета директоров является

Премьер-министр Республики Казахстан.

Юридический адрес АО Самрук-Казына: Казахстан, 010000 г. Астана, пр. Кабанбай Батыра, 23, тел.: +7 7172 790 486.

Взаимоотношения между Компанией и ее основными дочерними организациями

Ниже приведена сводная информация по существенным договорам и сделкам, заключенным между Компанией и ее основными дочерними организациями.

Соглашение о взаимоотношениях

Соглашение о взаимоотношениях, регулирующий степень контроля со стороны Компании над руководством РД КМГ, был заключен между Компанией и РД КМГ 8 сентября 2006 г. Основные цели Соглашения о взаимоотношениях:

- обеспечить наличие эффективного доступа РД КМГ к международным рынкам капитала;
- обеспечить, чтобы РД КМГ (i) имела возможность осуществлять хозяйственную деятельность в качестве самостоятельного предприятия, отдельного от Компании и любого из ее аффилиированных лиц, и (ii) действовала в лучших интересах всех акционеров;
- Компания приложит разумные усилия, чтобы обеспечить, что ни один член Компании не будет предпринимать никаких действий, которые помешают РД КМГ осуществлять свою хозяйственную деятельность независимо от Компании (или приведут к невозможности ее постоянного листинга на любой признанной фондовой бирже);
- В соответствии с Законом «Об акционерных обществах» и условиями Сервисного соглашения (как определено ниже), Компания не будет осуществлять свое право голосования в РД КМГ ни как акционер, ни через своих представителей в Совете директоров РД КМГ в отношении любого решения по любой сделке между РД КМГ и Компанией и, в случае Совета директоров РД КМГ – по вопросам, в которых представители Компании могут быть заинтересованы, будучи директором или должностным лицом Компании или любых предприятий Компании;
- Компания не будет требовать от РД КМГ увеличения размера финансового вклада для содействия в реализации социальных проектов в тех регионах и городах, где работают члены РД КМГ, кроме предусмотренного социальными программами, предшествующими Соглашению о взаимоотношениях, условиями лицензий на разведку или добычу и контрактов, имеющихся у членов РД КМГ в тот или иной момент, казахстанским законодательством или иными документами, одобренными Советом директоров РД КМГ в соответствии с ее уставом; и
- и Компания, и РД КМГ должны обеспечить, что они сами и их соответствующие дочерние предприятия будут, в соответствии с действующим законодательством и условиями действующих договоров между Компанией и РД КМГ (или их соответствующими аффилиированными лицами), осуществлять любые сделки и отношения (договорные или иные) между любым членом Компании, с одной стороны, и любым членом Компании, с другой стороны, основываясь на принципе «вытянутой руки» на обычной коммерческой основе.

Соглашение о взаимоотношениях остается в силе до наступления одного из следующих событий, в зависимости от того, которое наступит раньше: (i) исключение ГДР, выпущенных РД КМГ, из листинга любой фондовой биржи, на которую были допущены ценные бумаги РД КМГ (кроме KASE), или (ii) потеря Компанией (и (или) любым ее аффилиированным лицом) статуса «мажоритарного акционера» РД КМГ. В этих целях «мажоритарным акционером» является любое лицо (или лица, действующие совместно по официальному или иному договору), имеющее или контролирующее 30% или более голосов на общих собраниях акционеров РД КМГ или имеющее возможность контролировать назначение директоров, которые имеют возможность использовать большинство голосов на заседаниях Совета директоров РД КМГ.

Сервисное соглашение

РД КМГ и Компания ежегодно заключают Сервисное соглашение, в соответствии с которым Компания предоставляет определенные права и оказывает определенные услуги РД КМГ и воздерживается от осуществления определенных видов деятельности на территории РК. Сервисное соглашение регулируется Правилами С-К, что означает, что РД КМГ ежегодно проводит конкурс по закупке услуг по Сервисному соглашению. Таким образом, Сервисное соглашение перезаключается ежегодно, если РД КМГ принимает решение о том, что заключение Сервисного соглашения выгодно для РД КМГ. РД КМГ получило от Компании письменную гарантию того, что она продолжит принимать участие в любых таких ежегодных конкурсах по закупке услуг по Сервисному соглашению, до 2016 г. Сервисное соглашение в последний раз было перезаключено 14 апреля 2010 г.

По Сервисному соглашению:

- Компания обязуется не осуществлять и обеспечить, чтобы ни один член Компании не осуществлял, выполнял или имел иную экономическую заинтересованность в разведке, разработке или добыче нефти на суше преимущественно на месторождениях углеводородов Казахстана, кроме следующих случаев:

  (i) операции осуществляются каким-либо членом Компании или лицом, в котором какой-либо член Компании имеет долю собственности или участия на дату заключения Сервисного соглашения, и (или) в соответствии с постановлениями Правительства и (или) международными обязательствами Казахстана;

  (ii) в связи с приобретением или владением любым Существующим наземным нефтяным активом или Нового наземного нефтяного актива (каждое из понятий определено ниже), как это требуется для выполнения ее обязательств по Сервисному соглашению;

  (iii) Компания приобрела любой Существующий наземный нефтяной актив или Новый наземный нефтяной актив, и РД КМГ известило Компанию о своем нежелании приобретать такой существующий наземный нефтяной актив или новый наземный нефтяной интерес; или

  (iv) в иных случаях при получении письменного согласия РД КМГ при условии, что РД КМГ обязуется, что будет иметь право предоставить такое согласие только в том случае, если оно будет одобрено на заседании Совета директоров РД КМГ большинством независимых неисполнительных директоров, присутствовавших на таком заседании и одобривших такое согласие.

- Если Государством будет принято решение о продаже или передаче контрольной доли участия в любом праве недропользования в отношении наземных месторождений углеводородов в Казахстане или любых нелицензированных разведочных площадей, месторождений или блоков в связи с правом разведки и добычи, принадлежащим или контролируемым Правительством, МЭМР или Компанией (далее – «**Новый наземный нефтяной интерес**»), то Компания по запросу РД КМГ представит в МЭМР предложение о желании Компании приобрести такой Новый наземный нефтяной интерес без проведения конкурса в отношении такого Нового наземного нефтяного интереса. Если Компания приобрела Новый наземный нефтяной интерес без проведения конкурса в отношении такого интереса, или Компания принимает решение продать или передать контрольную долю участия в любом Новом наземном нефтяном интересе, уже принадлежащем Компании, то Компания сначала предоставит РД КМГ право преимущественной покупки такого Нового наземного нефтяного интереса по справедливой рыночной стоимости. Если Компания и РД КМГ не смогут согласовать условия такого приобретения, Компания должна выставить такой Новый наземный нефтяной интерес на аукцион для продажи заинтересованным лицам, при этом РД КМГ будет иметь право подать ценовое предложение, соответствующее предложению победителя, и приобрести до 50% такого Нового наземного нефтяного интереса.

- Если Правительство (в соответствии со ст. 12 Закона о недрах, см. раздел «*Правовое регулирование в Казахстане – Преимущественное право Государства и*

регулирование прав недропользования») принимает решение осуществить свое преимущественное право на приобретение доли в любом праве недропользования или активе в отношении наземных месторождений углеводородов в Казахстане или долю собственности или иную долю участия в любом юридическом лице (учрежденным в РК или за ее пределами), которому принадлежит (полностью или частично) такое право недропользования или актив (кроме Нового наземного нефтяного интереса) (далее –« **Существующий наземный нефтяной актив»**), в приобретении которого РД КМГ выразило заинтересованность, то Компания должна предпринять разумные усилия для обеспечения того, чтобы Правительство осуществило такое преимущественное право от имени РД КМГ, и РД КМГ приобрело такой Существующий наземный нефтяной актив. Если Компания примет решение об отчуждении контрольной доли участия в любом ином Существующем наземном нефтяном активе, принадлежащем Компании, в отношении приобретения которого РД КМГ выразило заинтересованность, то Компания должна сначала предоставить РД КМГ преимущественное право на приобретение такого Существующего наземного нефтяного актива по справедливой рыночной стоимости. Если Компания и РД КМГ не смогут договориться об условиях такого приобретения, Компания должна выставить такой Существующий наземный нефтяной актив (в размере не меньшем, чем та часть, которая была предложена РД КМГ) на аукцион для продажи заинтересованным лицам, при этом РД КМГ будет иметь право подать ценовое предложение, соответствующее предложению победителя, и приобрести до 50% такого Существующего наземного нефтяного актива. Если Компания не продаст контрольную долю участия в любом Существующем наземном нефтяном активе (посредством осуществления преимущественного права РД КМГ, на аукционе или иным образом), и впоследствии РД КМГ обратится к Компании с предложением о продаже такого Существующего наземного нефтяного актива, Компания должна добросовестно рассмотреть такое предложение (без обязанности продавать такой Существующий наземный нефтяной актив РД КМГ).

- Компания приложит все разумные усилия, чтобы обеспечить, что РД КМГ продолжит пользоваться практически на тех же условиях транспортной инфраструктурой, используемой членами Компании, в течение всего срока действия Сервисного соглашения. В частности, Компания должна обеспечить следующее в отношении самой себя, а также приложить все разумные усилия к тому, чтобы любые третьи лица могли предпринять любые действия требуемые от них:

  (i) КТО продолжит предоставлять Компании транспортные мощности, как предусмотрено в Транспортном договоре КТО (см. раздел «*Отношения между членами Группы – Транспортный договор КТО*»), и РД КМГ будет предоставлять объемы сырой нефти для транспортировки и осуществлять платежи, как предусмотрено в Транспортном договоре КТО;

  (ii) после истечение срока действия Транспортного договора КТО, КТО в необходимые сроки предоставит РД КМГ мощности для транспортировки нефти на условиях не менее благоприятных, чем условия, предлагаемые другим пользователям, при условии, что КТО может предоставить преимущественное право тем пользователям, которые выполняют свои договорные обязательства перед КТО; и

  (iii) КТО предоставит РД КМГ дополнительные оставшиеся мощности для транспортировки нефти (или новые транспортные маршруты) на коммерческих условиях по принципу «качай или плати».

- Компания приложит все разумные усилия, в рамках прав акционера со стороны Казахстана по Соглашению акционеров КТК (см. разделы «*Хозяйственная деятельность – Транспортировка – Транспортировка сырой нефти – Трубопровод КТК*»), чтобы обеспечить следующее:

  (i) РД КМГ (или любой указанный член РД КМГ) будет назначено «аффилиированным перевозчиком» Компании (включая все права и обязательства, в соответствии с которыми Компания имеет доступ к Трубопроводу КТК) в целях доступа к Трубопроводу КТК в отношении любых объемов сырой нефти, в письменном виде предлагаемых РД КМГ к перевозке по Трубопроводу КТК;

(ii) Компания имеет право на поставку в Трубопровод КТК любых объемов сырой нефти, в письменном виде предлагаемых РД КМГ к перевозке по Трубопроводу КТК в соответствии с квотами, предоставленными акционеру от РК; и

(iii) консорциум КТК предоставляет любые увеличения мощности Трубопровода КТК (в соответствии с письменным уведомлением, предоставляемым РД КМГ в адрес Компании в тот или иной момент) РД КМГ как «аффилиированному перевозчику» Компании (если это коммерчески оправданно).

В качестве встречного удовлетворения за предоставление таких прав и оказание таких услуг, а также за согласие Компании ограничить свою хозяйственную деятельность, РД КМГ согласилось выплачивать Компании сумму в 8,0 млрд. тенге в год. В случае, если Компания выигрывает ежегодный конкурс по закупке услуг, предусмотренных Сервисным соглашением, сумма оплаты таких услуг за год будет соответствовать указанной в конкурсном предложении, однако Компания предполагает, что такая сумма будет увеличиваться с учетом индекса потребительских цен в Казахстане, как предусмотрено Соглашением о взаимоотношениях (см. раздел «*Договор о взаимоотношениях*»).

Отношения между дочерними организациями, совместными предприятиями и ассоциированными организациями Компании

Дочерние организации, совместные предприятия и ассоциированные организации Компании время от времени заключают друг с другом сделки. Ниже представлена сводная информация по существенным договорам и сделкам, заключенным между дочерними организациями, совместными предприятиями и ассоциированными организациями Компании, кроме заключенных в ходе обычной хозяйственной деятельности.

Договора поставки на Атырауский НПЗ

Будучи собственником Атырауского НПЗ, КМГ ПМ в соответствии с Правилами С-К обязан проводить ежегодный конкурс на поставку сырой нефти для переработки на Атырауском НПЗ. В соответствии с Договором о взаимоотношениях, РД КМГ обязалось принимать участие в ежегодных конкурсов по закупке сырой нефти до 2015 г.

РД КМГ и Компания договорились, что такое участие РД КМГ будет осуществляться на следующих условиях:

- РД КМГ обязано поставлять не менее 1,9 млн. т сырой нефти в год в рамках любых конкурсов по закупкам сырой нефти Атырауского НПЗ с 1 января 2006 г. по 31 декабря 2010 г. Несмотря на то, что существующий контракт продлён не будет, условия нового соглашения обсуждаются между РД КМГ и КМГ ПМ, и предполагается, что объём нефти, поставляемой на Атырауский НПЗ по льготной цене, снизится до 1,5 миллионов тонн с 1,9 миллионов тонн, и что недостающие 0,4 миллиона тонн будут поставлены по рыночным ценам; и
- Цена любой сырой нефти, поставляемой РД КМГ, должна быть равна себестоимости такой сырой нефти плюс 3%-ая маржа, при этом себестоимость нефти рассчитывается как стоимость добычи 1 тонны сырой нефти для РД КМГ плюс транспортные расходы, понесенные РД КМГ, где:

  (i) стоимость добычи 1 тонны сырой нефти – это отношение (A) общих расходов по добыче сырой нефти и всех административных и непроизводственных (в т.ч. общих административных) затрат в соответствии с планом закупок на соответствующий календарный год к (B) общему объему добычи сырой нефти на всех добывающих подразделениях РД КМГ в соответствии с планом закупок на соответствующий календарный год; и

  (ii) стоимость транспортировки 1 тонны сырой нефти – это отношение (A) общих расходов по транспортировке сырой нефти со всех добывающих подразделений РД КМГ до Атырауского НПЗ в соответствии с планом закупок на соответствующий календарный год к (B) общему объему поставок сырой нефти на Атырауский НПЗ со всех

добывающих подразделений РД КМГ в соответствии с планом государственных закупок на соответствующий календарный год.

Агентское соглашение КМГ ПМ

В соответствии с Правилами С-К, Агентское соглашение между РД КМГ и КМГ ПМ подлежит ежегодному перезаключению. Существует намерение, что основные положения Агентского соглашения будут оставаться неизменными из года в год. Действующее Агентское соглашение на 2010 г. было подписано в декабре 2009 г., вступило в силу 1 января 2010 г. со сроком действия до 31 декабря 2010 г. По Агентскому соглашению РД КМГ в течение 1 месяца с даты получения запроса КМГ ПМ обязано предоставить КМГ ПМ плановые годовые объемы экспортных продаж сырой нефти через КМГ ПМ, одобренные МЭМР. РД КМГ обязан также представлять КМГ ПМ одобренные МЭМР квартальные и месячные графики поставок нефти на экспорт, с указанием требований по транспортировке и погрузке. Месячные графики должны предоставляться за 7 дней до начала соответствующего месяца. КМГ ПМ от имени РД КМГ должен предлагать сырую нефть, проданную ему РД КМГ, на рынке по наилучшей цене и привлекать как можно больше предложений. Подробные данные каждого такого предложения должны направляться РД КМГ по установленной форме в течение 10 рабочих дней с момента получения КМГ ПМ. Каждый договор купли-продажи, подписанный КМГ ПМ от имени РД КМГ, должен содержать определенные положения (в том числе по оплате: путем открытия аккредитива либо 100% предоплата или оплата в течение 30 дней с момента доставки). Подписанный оригинал договора должен предоставляться в РД КМГ в течение 10 рабочих дней с момента подписания.

Агентское соглашение требует, чтобы каждый договор купли-продажи предусматривал, что право собственности на сырую нефть переходит от РД КМГ не ранее момента полной оплаты цены покупки. В качестве встречного удовлетворения за агентские услуги, оказанные КМГ ПМ, РД КМГ должен оплачивать КМГ ПМ комиссионное вознаграждение в размере 75 тенге (+НДС) за 1 тонну сырой нефти, проданной на экспорт КМГ ПМ. Эта сумма должна оплачиваться ежемесячно по получению РД КМГ счета КМГ ПМ и подлежит пересмотру каждые 6 месяцев. РД КМГ также отвечает за оплату расходов КМГ ПМ, понесенных при выполнении его агентских функций по Агентскому соглашению.

Транспортный договор КТО

В соответствии с договором между РД КМГ и КТО от 10 сентября 2004 г. с изменениями по состоянию на 26 апреля 2006 г. (далее – «**Транспортный договор КТО**»), КТО осуществляет транспортировку нефти, добытой РД КМГ, на экспорт и на внутренний рынок по своей магистральной трубопроводной системе. Срок действия Транспортного договора КТО истекает в 2013 г. Обязательные минимальные объемы, предусмотренные Транспортным договором КТО для транспортировки по трубопроводу УАС, рассчитаны на последующие годы, 4 842 тыс. т в 2010 г., 4 695 тыс. т в 2011 г. и 4 020 тыс. т в 2012 г. Транспортный договор КТО не устанавливает никаких минимальных лимитов транспортировки по другим трубопроводам КТО.

РД КМГ обязан предоставлять КТО годовые, квартальные и месячные графики (одобренные МЭМР) плановых объемов сырой нефти для транспортировки по трубопроводной системе КТО. В течение 10 дней после получения годового или квартального графика и в течение 3 дней после получения месячного графика, КТО должен представлять РД КМГ уведомление с указанием маршрутов транспортировки сырой нефти и объемов транспортировки по каждому маршруту. РД КМГ осуществляет оплату за транспортировку сырой нефти КТО на основе веса брутто перевезенной сырой нефти по тарифам, одобренным МЭМР.

Отношения между Компанией и ТШО

Между ТШО и его партнером, включая Компанию и Правительство, заключено несколько существенных договоров. Эти договоры предусматривают ряд существенных прав, в т.ч. соглашение между ТШО и Правительством по налогам и роялти, положения по стабильности экономического положения в отношении изменений налогового режима и соглашение, предоставляющее ТШО право экспортировать свою продукцию и получать и держать свои доходы в твердой валюте на оффшорных счетах.

Учредительный договор

Учредительный договор о создании ТШО был заключен 2 апреля 1993 г. (последние изменения и дополнения внесены 13 октября 2004 г.) между Компанией, «Chevron Overseas», «LukArco» и «ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc.». Учредительный договор предусматривает следующие цели деятельности ТШО: освоение углеводородных ресурсов и разведка, добыча, переработка, хранение, транспортировка, экспорт и продажа углеводородов, нефтепродуктов и серы. Срок действия Учредительного договора – 40 лет.

Учредительный договор может быть расторгнут до истечения срока действия в следующих случаях: (a) по взаимному согласию участников; (b) неплатежеспособность товарищества или выход одного из участников в соответствии с Учредительным договором; (c) банкротство, ликвидация или аналогичные события, затрагивающие одного из участников; (d) нарушение одним из участников какого-либо существенного обязательства по Учредительному договору, с соблюдением срока устранения нарушения; (e) изменение контроля, слияние, объединение или реорганизация одного из участников или любого лица, контролирующего любого из участников, за исключением того, что (i) изменение контроля не будет считаться наступившим, если Компания или любое казахстанское юридическое лицо, контролирующее Компанию, будет приватизировано, реструктурировано, поглощено, объединено, реорганизовано или учреждено таким образом, что никому кроме Правительства не будет прямо или косвенно принадлежать более 10 процентов долевого участия в Компании или таком казахстанском юридическом лице, и (ii) данное положение не применяется к «Chevron Corporation», «Mobil Corporation», «LUKOIL» или «Atlantic Richfield Company»; или (f) по истечении 6 месяцев после слияния или изменения контроля «Chevron Corporation», «Mobil Corporation», «LUKOIL» или «Atlantic Richfield Company», если Правительство имеет разумные основания не одобрять такое слияние или изменение контроля после добросовестного обсуждения данного вопроса с «Chevron Corporation», «Mobil Corporation», «LUKOIL» или «Atlantic Richfield Company» или лицом, приобретающим контроль над ними.

Учредительный договор предусматривает, что каждый из участников ТШО имеет неделимый интерес в ТШО, равный его доле участия. Материнские компании участников ТШО предоставили гарантии, в соответствии с которыми они гарантируют Правительству, ТШО и участникам ТШО, обязательства их аффилиированных лиц по оплате платежных требований по Учредительному договору. Обязательства Компании гарантируются Правительством.

Учредительный договор предусматривает, что высшим органом управления ТШО является общее собрание его участников, проводимое в форме (a) заседаний Совета партнерства или (b) заседаний участников с целью решения вопросов, отнесенных к их компетенции согласно законодательству. Совет партнерства состоит из 8 членов: 3 членов назначаются «Chevron Overseas», 2 – Правительством (в случае отсутствия такого назначения – Компанией); 2 – «ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc.» и 1 – «LukArco». Генеральный директор и заместитель генерального директора ТШО являются неофициальными членами Совета партнерства. Если не согласовано иное, Правительства (в случае отсутствия выдвижения – Компания) предлагает (на голосование) кандидатуру Председателя Совета партнерства, однако Председатель не имеет полномочий представлять ТШО.

Учредительный договор предусматривает, что заседания Совета партнерства проводятся в офисах ТШО не реже одного раза в квартал, если Совет партнерства не примет иное решение. На любых заседаниях Совета партнерства должен иметься кворум не менее 81% долей участия ТШО. Каждый участник имеет один голос, вес которого соответствует его доле участия. Все решения Совета партнерства принимаются не менее 81% долей участия в ТШО кроме следующих шести фундаментальных вопросов, решения по которым должны приниматься единогласно:

- закрытие, ликвидация или прекращение деятельности ТШО, назначение конкурсного управляющего или ликвидатора или заключение любого компромиссного соглашения с кредиторами;
- начало любого нового вида деятельности, торговая деятельность под любым другим фирменным названием кроме «Тенгизшевройл» или прекращение кого-либо вида деятельности ТШО;
- любая продажа, передача, аренда, лицензия, право пользования или распоряжения всем или

существенной части бизнеса, обязательств или активов ТШО;

- любая консолидация, слияние, приобретение или отчуждение любого участия в любом другом лице или приобретение статуса участника любого другого товарищества;
- подача заявки на получение любой лицензии на разведку или добычу или отказ от такой лицензии или отказ от любой лицензионной территории; и
- заключение или изменение любого кредитного соглашения с участником или аффилиированным лицом участника, если такие соглашения или изменения заключаются на одинаковых для всех участников условиях.

Согласно Учредительному договору компания «Chevron Overseas» оказывает ТШО управленческие и административные услуги, в том числе предлагает кандидатуры на должности начальников всех департаментов ТШО, кроме начальников Департамента по связям с Правительством, Департамента по кадрам и Юридического департамента, кандидатуры которых предлагаются совместно Компанией, «ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc.» и «Chevron Overseas» или, в отсутствие совместного выдвижения – Республикой Казахстан. Учредительный договор требует, чтобы все кандидаты имели соответствующую квалификацию для выполнения своих должностных обязанностей.

Финансовые механизмы по Учредительному договору

Если в распоряжении ТШО не будет достаточных денежных средств, Учредительный договор предоставляет ТШО право требовать от участников покрыть такой денежный дефицит пропорционально их долям участия с целью осуществления деятельности товарищества в соответствии с утвержденными рабочими программами и бюджетами. Такие денежные требования должны выставляться в долларах США и отражаться как займы между ТШО и его участниками. Неисполнение денежных требований покрывается ненарушающими участниками ТШО, и такая оплата компенсируется с вознаграждением и, до полной компенсации, с предоставлением преимущественного права на долю при распределении любой прибыли ТШО, причитающейся нарушившему участнику.

Если неисполнение длится 90 дней, ненарушающие участники ТШО вправе в течение 60 дней после этого принять решение о покупке доли участия нарушившего участника или о ликвидации ТШО. Если цена не может быть согласована, ненарушающие участники имеют преимущественное право на приобретение любых продаваемых активов ТШО. Согласно Учредительному договору право предъявления денежных требований партнерами ТШО существует только между ТШО и его участниками и может быть реализовано только ТШО и его участниками. Ни одно из положений Учредительного договора не предоставляет никаких прав или средств правовой защиты какому-либо лицу, помимо сторон по нему, их соответствующих правопреемников и цессионариев и ТШО, и никакое положение не предоставляет какому-либо третьему лицу право суброгации или иска против любого другого лица.

Учредительный договор предусматривает, что ТШО распределяет максимальный объем имеющихся денежных средств, с учетом своей обоснованной потребности в денежных средствах. Согласно договору каждый из участников ТШО имеет право на получение, удержание и использование денежных авансов от ТШО за пределами Казахстана и СНГ пропорционально их долям участия в ТШО. Учредительный договор предусматривает, что ТШО несет ответственность за удержание применимых налогов на прибыль и выплачиваемые им проценты.

Учредительный договор предусматривает, что все поступления от продаж ТШО в свободно конвертируемой валюте будут размещаться на банковских счетах ТШО в Лондоне, поступления в неконвертируемой валюте могут быть размещены по решению Совета партнерства, обязательства в свободно конвертируемой валюте будут оплачиваться напрямую с лондонских счетов ТШО, а в неконвертируемой валюте – со счетов неконвертируемых валют ТШО.

Передача и уступка доли участия

Учредительный договор предусматривает, что каждый из участников ТШО имеет право

передать всю свою долю участия в ТШО или любую ее часть любому лицу, способному выполнять свои обязательства, при условии согласия других участников (необоснованный отказ, в предоставлении которого не допускается). Если любая такая передача осуществляется в пользу не аффилированного лица, передающий участник должен сначала предложить продать или передать всю долю участия или любую ее часть непередающим участникам, однако, если участники ТШО не могут согласовать условия в течение 45 дней, то передающий участник может в течение 180 дней после этого продать свою долю участия квалифицированным третьим лицам (при условии согласия непередающих участников ТШО, необоснованный отказ в предоставлении, которого не допускается) на условиях, не менее благоприятных, чем предложенные непередающим участникам ТШО. Согласно Учредительному договору участники ТШО могут в любой момент выйти из состава участников товарищества после предоставления предварительного уведомления за 180 дней. В течение 45 дней после получения такого уведомления другие участники могут принять долю участия выходящего участника (при условии принятия всех будущих обязательств, связанных с ней) или также выйти из товарищества. Такой выход не освобождает участника от его финансовых обязательств, существующих или возникших вплоть до даты уведомления о выходе.

Соглашение по проекту

Соглашение по проекту было заключено 2 апреля 1993 г. (последние изменения и дополнения внесены 13 октября 2004 г.) между Правительством, Компанией, «Chevron Overseas», «CTOPI», «ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc.» и «LukArco» (далее – **Соглашение по проекту**); в нем предусмотрены обязательства сторон по оплате, налогам, роялти и другим вопросам, связанным с деятельностью ТШО. В соответствии с Соглашением по проекту до 6 апреля 2033 г. ТШО имеет исключительные права на разработку и добычу всех углеводородов, нефтепродуктов и серы в пределах своей лицензионной территории, как предусмотрено его лицензией на добычу. Правительства должно обеспечить, чтобы на деятельность ТШО не оказывали неблагоприятного воздействия действия, и производственная деятельность других операторов в данном регионе в части выбросов и использования природных ресурсов и инфраструктуры.

Соглашение по проекту предусматривает, что договора между ТШО и Республикой Казахстан в отношении (a) налогов и других обязательных платежей в бюджет, (b) роялти, (c) обмена, транспортировки, экспорта и маркетинга, и (d) валютных вопросов, действительные до 6 апреля 2033 г., имеют преимущественную силу в случае любого несоответствия действующему или будущему законодательству РК и не могут быть изменены без прямого письменного согласия Правительство, «Chevron Corporation», «Mobil Corporation», ОАО «Компания «ЛУКОЙЛ» и «Atlantic Richfield Company» (в настоящее время – дочернее предприятие «BP»). Соглашение по проекту предусматривает, что Правительство предпримет необходимые меры для придания таким положениям силы закона. Соглашение по проекту предусматривает, что совокупная сумма налогов и других платежей и роялти, применимых к ТШО в отношении Тенгизского проекта, к Компании в отношении выплаты вознаграждения и распределения прибыли, полученной от ТШО, к «CTOPI» в отношении платежей от ТШО и Государства, и к «Chevron Overseas», «ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc.» и «LUKARCO» в отношении их долей участия в ТШО, и иным образом связанных с Тенгизским проектом, фиксируются, как указано ниже до 6 апреля 2033 г.

ТШО оплачивает Государству базовый роялти по ставке 25% долларового эквивалента стоимости сырой нефти, газа, пропана, серы и других продуктов, оцененной на устье скважины. По условиям Соглашения по проекту, ТШО оплачивает базовый роялти ежеквартально. Каждый квартальный платеж должен быть осуществлен в течение 30 дней с конца соответствующего квартала и состоит из 90% базового роялти, начисленного к оплате за такой квартал, плюс разница между начисленным платежом за предыдущий квартал и суммой базового роялти, фактически причитающегося за предыдущий квартал. Правительство может принять решение о получении базового роялти в виде сырой нефти и других продуктов, если имеется достаточный уровень добычи.

Соглашение по проекту предусматривает, что ТШО не будет предъявлять никаких требований о возмещении Государству какого-либо Нетто НДС (см. определение ниже) или требовать амортизации в отношении любых сумм увеличения, Не подлежащего зачету НДС (см. определение ниже). Соглашение по проекту предусматривает, что базовый роялти будет уменьшен на сумму, равную (a) сумме любого возмещения в отношении Нетто НДС, относимого исключительно на счет Тенгизского проекта, которое подлежало бы выплате в адрес ТШО, если бы не положение

Соглашения по проекту, описанное в предыдущем предложении, плюс (b) любое увеличение суммы, не подлежащей зачету НДС, оплаченной ТШО сверх суммы, Не подлежащей зачету НДС, который причитался бы к оплате, если бы соответствующие товары или услуги были куплены на дату Соглашения по проекту. «**Нетто НДС**» означает разницу между (i) суммами налога на добавленную стоимость, наложенных любой республикой СНГ и оплаченных ТШО по товарам и услугам, поставленным в адрес ТШО в связи с Тенгизским проектом, и (ii) суммами налога на добавленную стоимость, наложенными Республикой Казахстан и выставленными в адрес ТШО по товарам и услугам, поставленным ТШО в связи с Тенгизским проектом. «**Не подлежащий зачету НДС**» означает налог на добавленную стоимость, наложенный любой республикой СНГ на товары и услуги, которые в соответствии с казахстанским законодательством в тот или иной момент не подлежат принятию в расчет при определении Нетто НДС.

Соглашение по проекту устанавливает налог на прибыль на уровне 30% до тех пор, пока как минимум двум аналогичным проектам, осуществляемых совместными предприятиями, не будет предоставлена более низкая ставка налога на прибыль.

Если общая сумма (a) налогов и других платежей, оплачиваемых в соответствии с Соглашением по проекту за любой налоговый год, минус НДС, (b) начисленных налогов, которые не были применимы к ТШО на момент образования (далее – **неприменимые налоги**), и (c) налогов на заработную плату, превышает сумму, которая причиталась бы к оплате по следующим ставкам, или ниже такой суммы, то сумма роялти, причитающаяся к оплате в РК подлежит корректировке. Корректировка осуществляется для того, чтобы обеспечить, что совокупная сумма, полученная РК в виде налогов и роялти (за минусом НДС, неприменимых налогов и налогов на заработную плату), будет равна сумме, которая причиталась бы к оплате по следующим ставкам: 30% на прибыль ТШО, 20% налог у источника в отношении вознаграждения, выплачиваемого ТШО, 15% налог у источника в отношении прибыли, распределяемой ТШО, и соответствующая совокупная индексированная сумма (7 млн. долларов США, индексированных на цены 1997 г.), как определено в Соглашении по проекту, в отношении дополнительных налогов. Ставки налога на прибыль и налогов у источника должны корректироваться, если как минимум двум аналогичным проектам совместных предприятий будут предоставлены более низкие налоговые ставки.

Если сумма уменьшения роялти, подлежащего уплате Государству, превышает размер роялти, подлежащего уплате Государства, такое превышение будет зачтено против любых налогов и других обязательных платежей в бюджет, подлежащих уплате Государству. Если ТШО препятствуют в получении справедливой мировой рыночной цены (которая определяется как экспортная цена, достигнутая на тот момент в ходе свободных переговоров по принципу «вытянутой руки») за полную стоимость любого объема проданной сырой нефти ТШО, или препятствуют в размещении любой части поступлений от продаж сырой нефти в свободно конвертируемой валюте на банковских счетах в Лондоне, то базовый роялти уменьшается на сумму, равную сумме соответствующего убытка.

Отношения с некоторыми связанными сторонами

Компания также заключает сделки со связанными сторонами, помимо описанных выше. См. Примечание 33 к Финансовой отчетности за 2009 г. Компания определяет сделки со связанными сторонами как сделки между дочерними организациями, совместными предприятиями и ассоциированными организациями Компании и:

- ключевым руководящим персоналом Компании;
- предприятиями, в которых значительная часть голосующих прав прямо или косвенно принадлежит основным руководителям Компании; или
- предприятиями АО «Самрук-Казына» и иными лицами, контролируемыми Правительством.

Сделки со связанными сторонами заключаются на условиях, согласованных между сторонами, которые необязательно основаны на рыночных ставках, за исключением определенных регулируемых услуг, оказываемых по тарифам, применимым в отношении связанных сторон и третьих лиц.

В таблице ниже указаны общие суммы сделок, заключенных со связанными сторонами в 2009 и 2008г.г., и балансы по ним по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008г.г., соответственно:

Связанная сторона	Год	Продажа связанным сторонам	Покупка у связанных сторон	Причитается от связанных сторон	Причитается связанным сторонам
			(млн. тенге)		
Предприятия АО «Самрук-Казына»[1] ...	2009	8 597,7	19 141,4	3 783,3	652,7
	2008	6 320	20 392	9 427	573
Прочие предприятия, контролируемые государством ...	2009	1 106,9	12 651,6	786,0	423,0
	2008	828	9 290	-	7 275
Ассоциированные организации	2009	9 158	291	-	1 205
	2008	14 768	405	457	3 280
Другие связанные стороны...	2009	-	4 315,0	8 028,2	-
	2008	-	-	-	16 099
Совместные предприятия, соучредителем которых является Компания...	2009	23 719,5	78 717,5	29 233,8	40 749,7
	2008	3 890	49 462	7 980	5 988

Примечание:

(1) Включает в основном сделки Компании с АО «Казахстан Темир Жолы», АО «Казахтелеком», АО «Казатомпром», АО «КЕГОК», АО «Казпочта» и другими предприятиями.

Сделки с АО «Самрук-Казына» и другими лицами, контролируемыми государством, в основном представлены сделками Компании с АО «Казахстан Темир Жолы», АО «Казахтелеком», АО «Казатомпром», АО «КЕГОК», АО «Казпочта» и другими компаниями.

Действующее казахстанское законодательство, включая Закон «Об АО», а также внутренний регламент АО «Самрук-Казына» требуют, чтобы сделки со связанными сторонами заключались на рыночных условиях. Более того, контролируемые государством компании, включая АО «Самрук-Казына», подпадают под действие Правил С-К, которыми предусмотрено, что компании, входящие в группу АО «Самрук-Казына», должны проводить публичный конкурс по любым закупкам товаров или услуг, сумма контракта по которым превышает 1 000 месячных расчетных показателей (МРП устанавливается ежегодно Законом «О бюджете»); это направлено на обеспечение заключения сделок компаниями, входящими в группу АО «Самрук-Казына», на рыночных условиях.

После учреждения АО «Самрук-Казына», АО «Народный Банк Казахстана» считается связанной стороной по отношению к Компании, поскольку контролируется представителями высшего руководства Компании и АО «Самрук-Казына». Правительство, в лице АО «Самрук-Казына», также стало держателем контрольного пакета акций в АО «Альянс Банк» и АО «БТА Банк», получив 76,0% и 78,0% от общего количества акций в этих банках, соответственно, в результате чего Компания также рассматривает АО «Альянс Банк» и АО «БТА Банк» как связанные стороны для целей финансового учета и отчетности. На 30 июня 2010 года у Компании имелся размещенный капитал в указанных трех банках, включая денежные средства на общую сумму 1 033,8 млрд. тенге, краткосрочные депозиты на общую сумму 222,2 млрд. тенге и долгосрочные депозиты на общую сумму 811,5 млрд. тенге.

Компания 21 сентября 2010 года предоставила кредит АО «Самрук-Казына», совокупная сумма основного долга которого, составляет 152 млрд. тенге, ставка вознаграждения 7,0% годовых на срок 20 лет.

ФОРМА ОКОНЧАТЕЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ВЫПУСКА

Ниже представлена форма Окончательных условий выпуска, которая будет заполняться по каждому Траншу Облигаций, выпускаемых в рамках Программы.

Окончательные условия выпуска от [•]

АО «НАЦИОНАЛЬНАЯ КОМПАНИЯ «КАЗМУНАЙГАЗ»

«KMG FINANCE»

Выпуск [*указать номинальную стоимость Транша*] [*название Облигаций*]

Глобальная Среднесрочная Программа по выпуску Нот в объеме 7,500,000,000 долларов США

ЧАСТЬ А – ДОГОВОРНЫЕ УСЛОВИЯ

Термины, используемые в настоящем документе, определены в Условиях настоящего Базового проспекта от 1 ноября 2010 г. [и дополнительного Базового проспекта от [•][1], которые [совместно] составляют Базовый проспект в целях Директивы о проспектах выпуска ценных бумаг (Директива 2003/71/ЕС) (далее – **Директива о проспектах выпуска ЦБ**). Настоящий документ составляет Окончательные условия выпуска Облигаций, описанных в настоящем документе, в целях статьи 5.4 Директивы о проспектах выпуска ЦБ, и должен читаться совместно с таким Базовым проспектом [с учетом дополнений]. Полная информация о соответствующем Эмитенте и, в случае если Эмитентом является KMG Finance , КМГ и предложении Облигаций может быть получена только на основании совместного прочтения настоящих Окончательных условий выпуска и Базового проспекта [с учетом дополнений]. [Настоящий Базовый проспект [и дополнительный Базовый Проспект] [доступен] [доступны] для ознакомления в течение обычного рабочего времени по адресу [•] [и] [*указать вебсайт*], а копии можно получить по адресу [•].][2]

Нижеследующие альтернативные положения применяются, если первый транш выпуска, подлежащего увеличению, выпушен в рамках Базового проспекта, датированного более ранней датой.

Термины, используемые в настоящем документе, определены в Условиях (далее – Условия) Базового проспекта от [•] 2010 г. [и дополнительного Базового проспекта от [•][1]. Настоящий документ составляет Окончательные условия выпуска Облигаций, описанных в настоящем документе, в целях статьи 5.4 Директивы о проспектах выпуска ценных бумаг (Директива 2003/71/ЕС), (далее – **Директива о проспектах выпуска ЦБ**), и должен читаться совместно с таким Базовым проспектом от [•] 2010 г [и дополнительным Базовым проспектом от [•][1], которые [совместно] составляют Базовый проспект в целях Директивы о проспектах выпуска ЦБ, за исключением Условий, извлеченных из Базового проспекта от [•] 2010 г. [и дополнительного Базового проспекта от [•] и прилагаемых к настоящему документу. Полная информация об KMG Finance , Гаранте и предложении Облигаций может быть получена только на основании совместного прочтения настоящих Окончательных условий выпуска и Базовых проспектов от [•]2010 г и [*текущая дата*] [и дополнительных Базовых проспектов от [•] и [•]. [Настоящие Базовые проспекты [и дополнительные Базовые проспекты] доступны для ознакомления в течение обычного рабочего времени по адресу [•] [и] [*указать вебсайт*], а копии можно получить по адресу [•].]

Термины, используемые в настоящем документе, определены в Условиях (далее – **Условия**) Базового проспекта от [•] 2010 г. [и дополнительного Базового проспекта от [•][1]. Настоящий

[1] Включает только подробные данные дополнительного Базового проспекта, в котором условия изменены в целях всех будущих выпусков в рамках Программы.

документ составляет Окончательные условия выпуска Облигаций, описанных в настоящем документе, в целях статьи 5.4 Директивы о проспектах выпуска ценных бумаг (Директива 2003/71/ЕС), (далее – Директива о проспектах выпуска ЦБ), и должен читаться совместно с таким Базовым проспектом от [•] 2010 г [и дополнительным Базовым проспектом от [•][1], которые [совместно] составляют Базовый проспект в целях Директивы о проспектах выпуска ЦБ, за исключением Условий, извлеченных из Базового проспекта от [•] 2010 г. [и дополнительного Базового проспекта от [•] и прилагаемых к настоящему документу. Полная информация о соответствующем Эмитенте и, в случае если соответствующим Эмитентом является KMG Finance, КМГ и предложении Облигаций может быть получена только на основании совместного прочтения настоящих Окончательных условий выпуска и Базовых проспектов от [•]2010 г и [*текущая дата*] [и дополнительных Базовых проспектов от [•] и [•]. [Настоящие Базовые проспекты [и дополнительные Базовые проспекты] доступны для ознакомления в течение обычного рабочего времени по адресу [•] [и] [*указать вебсайт*], а копии можно получить по адресу [•].][2]

[Нижеследующие альтернативные положения применяются, если Облигации выпускаются в соответствии с Правилом 144А.]

УКАЗАННЫЕ В НАСТОЯЩЕМ ДОКУМЕНТЕ ОБЛИГАЦИИ, ПРЕДСТАВЛЕННЫЕ ГЛОБАЛЬНОЙ ОБЛИГАЦИЕЙ, ВЫПУЩЕННОЙ ПО ПРАВИЛУ 144А, НЕ БЫЛИ И НЕ БУДУТ ЗАРЕГИСТРИРОВАНЫ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОМ США О ЦЕННЫХ БУМАГАХ 1933 ГОДА (ДАЛЕЕ – ЗАКОН О ЦЕННЫХ БУМАГАХ) ИЛИ В ЛЮБОМ ОРГАНЕ, РЕГУЛИРУЮЩЕМ ЦЕННЫЕ БУМАГИ, ЛЮБОГО ШТАТА ИЛИ ЛЮБОЙ ЮРИСДИКЦИИ СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ, И НЕ МОГУТ БЫТЬ ПРЕДЛОЖЕНЫ, ПРОДАНЫ, ЗАЛОЖЕНЫ ИЛИ ИНЫМ ОБРАЗОМ ПЕРЕДАНЫ, КРОМЕ КАК (1) В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 144А В РАМКАХ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ КАКОМУ-ЛИБО ЛИЦУ, КОТОРОЕ, ПО ОБОСНОВАННОМУ МНЕНИЮ ДЕРЖАТЕЛЯ И ЛЮБОГО ЛИЦА, ДЕЙСТВУЮЩЕГО ОТ ИМЕНИ ДЕРЖАТЕЛЯ, ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 144А, И КОТОРОЕ ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ПРИОБРЕТАТЕЛЕМ В СООТВЕТСТВИИ С ОПРЕДЕЛЕНИЕМ РАЗДЕЛА 2(A)(51) ЗАКОНА США ОБ ИНВЕСТИЦИОННЫХ КОМПАНИЯХ 1940 ГОДА (С УЧЕТОМ ИЗМЕНЕНИЙ И ДОПОЛНЕНИЙ), ПОКУПАЮЩИМ ЦЕННЫЕ БУМАГИ ОТ СВОЕГО ЛИЦА ИЛИ ПО ПОРУЧЕНИЮ КВАЛИФИЦИРОВАННОГО ИНСТИТУЦИОНАЛЬНОГО ПОКУПАТЕЛЯ, КОТОРЫЙ ТАКЖЕ ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ПРИОБРЕТАТЕЛЕМ, (2) В ЗАРУБЕЖНОЙ СДЕЛКЕ В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 903 ИЛИ ПРАВИЛОМ 904 ПОЛОЖЕНИЯ S, ПРИНЯТОГО В РАМКАХ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, ИЛИ (3) В СООТВЕТСТВИИ С ОСВОБОЖДЕНИЕМ ОТ РЕГИСТРАЦИИ В РАМКАХ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, ПРЕДОСТАВЛЕННЫМ ПРАВИЛОМ 144 (ЕСЛИ ПРИМЕНИМО), В КАЖДОМ СЛУЧАЕ В СООТВЕТСТВИИ С ЛЮБЫМИ ПРИМЕНИМЫМИ ЗАКОНАМИ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ ЛЮБОГО ШТАТА СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ. НЕ МОЖЕТ БЫТЬ ПРЕДОСТАВЛЕНО НИКАКОЕ ЗАВЕРЕНИЕ О НАЛИЧИИ ОСВОБОЖДЕНИЯ, ПРЕДОСТАВЛЯЕМОГО ПРАВИЛОМ 144 В РАМКАХ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, В ЦЕЛЯХ ПЕРЕПРОДАЖИ ОБЛИГАЦИЙ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ ГЛОБАЛЬНОЙ ОБЛИГАЦИЕЙ, ВЫПУЩЕННОЙ ПО ПРАВИЛУ 144А.

ИНВЕСТИРОВАНИЕ В ОБЛИГАЦИИ ПОДРАЗУМЕВАЕТ ВЫСОКУЮ СТЕПЕНЬ РИСКА, СМ. РАЗДЕЛ НАСТОЯЩЕГО БАЗОВОГО ПРОСПЕКТА, ОЗАГЛАВЛЕННЫЙ «ФАКТОРЫ РИСКА».

---

[2] Статья 14.2 Директивы о проспектах выпуска ЦБ предусматривает, что Базовый проспект считается доступным для публичного ознакомления, если, среди прочего, предоставлен (i) бесплатно в печатной форме на территории рынка, к торгам на котором допускаются ценные бумаги; ИЛИ (ii) по юридическому адресу KMG Finance a и в помещениях Платежных агентов; ИЛИ (iii) в электронной форме на вебсайте KMG Finance. Статья 16 Директивы о проспектах выпуска ЦБ предусматривает, что аналогичные требования должны применяться к дополнительным Базовым проспектам.

[Включите все нижеследующие пункты, в том числе те, которые будут помечены как «Неприменимо» (N/A). Обратите внимание, что нумерация должны соответствовать приведенной ниже, даже если отдельные пункты или подпункты помечены «Неприменимо». Курсивом выделены рекомендации по заполнению Окончательных условий.]

1.[(i)]	Эмитент:	[KMG Finance] [KMG]
[(ii)	Гарант (при наличии):	KMG]
2.[(i)]	Серия, номер:	[•]
[(ii)	Номер транша:	[•]
	(Если однородные с существующей Серией, данные по этой Серии, включая дату, в которую Облигации станут однородными).	
3.	Установленная(ые) валюта(ы):	[•]
4.	Совокупная номинальная стоимость Облигаций:	[•]
[(i)]	Серия:	[•]
[(ii)	Транш:	[•]]
5.	Цена выпуска:	[•]процентов Совокупной номинальной стоимости [плюс начисленный процент с [*указать дату*] (*если применимо*)]
6.(i)	Установленное достоинство:	[•]
(ii)	Расчетная сумма:	[•]
7.(i)	Дата выпуска:	[•]
(ii)	Дата начала начисления вознаграждения	[*уточнить*/дата/не применимо]
8.	Срок погашения:	[*указать дату или (по Облигациям с плавающей ставкой) Дату оплаты вознаграждения, выпадающую на соответствующий месяц или год или ближайшую к соответствующему месяцу или году*]

9.	Вид вознаграждения:	[[●]% фиксированная ставка] [[*указать контрольную ставку*] +/– [●]% Плавающая ставка] [Нулевой купон] [Индексированное вознаграждение] [Прочее (*указать*)] (дополнительные данные указаны ниже)
10.	Вид погашения / оплаты:	[Погашение по номиналу] [Индексированное вознаграждение] [Двойная валюта] [Частичная оплата] [Частями] [Прочее (*указать*)]
11.	Изменение вида вознаграждения или погашения/оплаты:	[*Указать подробные данные любого положения по конвертируемости Облигаций в другой вид вознаграждения или погашения/оплаты*]
12.	Опционы пут/колл:	[«Пут» Держателя облигаций] [«Колл» Эмитента] [(дополнительные данные указаны ниже)]
13.[(i)]	Статус Облигаций:	[Приоритетный / датированный/постоянный/второстепенный]
[(ii)]	Статус Гарантии:	[Приоритетный / датированный/постоянный/второстепенный]
[(iii)]	[Дата одобрения [Советом директоров] выпуска Облигаций и полученной Гарантии:	[●] [и [●], соответственно]] (*N.B. Применимо, только если в отношении конкретного транша Облигаций или соответствующей Гарантии требуется разрешение Совета директоров (или аналогичного органа)*)]
14.	Метод распределения:	[Синдицированный / не синдицированный]

ПОЛОЖЕНИЯ ОБ ОПЛАТЕ ВОЗНАГРАЖДЕНИЯ (В СЛУЧАЕ НАЛИЧИЯ)

15.	Положения по Облигациям с фиксированной ставкой	[Применимо / неприменимо] (*Если неприменимо, удалить остальные подпункты настоящего пункта*)
(i)	Ставка[(и)] вознаграждения:	[●] процентов в год [подлежит оплате [раз в год / полугодие / квартал / месяц/другое (указать)] после окончания периода]
(ii)	Дата(ы) оплаты вознаграждения:	[●] в каждый год [корректируется в соответствии с [*указать Метод определения рабочих дней и любой применимый Деловой(ые) центр(ы) для определения термина «Рабочий день»*]/не корректируется]
(iii)	Сумма[(ы)] фиксированного купона:	[●] Расчетной суммы
(iv)	Неполная сумма(ы):	[●]Расчетной суммы, подлежащей оплате в Дату оплаты вознаграждения, которая приходится [на] [●]
(v)	Дробное исчисление дней (Условие 19):	[30/360 / факт. /факт. ([ICMA]/ISDA)/ прочее (
(vi)	Даты определения:	[●] каждого года (*указать регулярные даты выплаты вознаграждения, не указывая дату выпуска или окончательного погашения в случае длинного или короткого первого или последнего купона. N.B. применимо только в случае, если Дробное исчисление дней составляет факт. / факт. (ICMA)*)
(vii)	Прочие условия, связанные с методом расчета вознаграждения по Облигациям с фиксированной ставкой:	[неприменимо / *указать подробную информацию*]
16.	Положения по Облигациям с плавающей ставкой	[применимо / неприменимо] (*если неприменимо, удалить остальную часть настоящего подпункта*)
(i)	Период(ы) начисления вознаграждения	[●]
(ii)	Указанные даты выплаты вознаграждения:	[●]
(iii)	Первая дата выплаты вознаграждения:	[●]

(iv)	Метод определения рабочих дней:	[Метод по бумагам с плавающей ставкой / Метод определения по правилу «следующий рабочий день» / Метод определения измененных последующих рабочих дней / Метод определения по правилу «предшествующий рабочий день» / прочее (*указать подробную информацию*)]
(v)	Деловой(ые) центр(ы) (	[●]
(vi)	Способ, которым определяется Ставка(и) вознаграждения:	[*Определение установленной ставки / Определение по ISDA / прочее* (*указать подробную информацию*)]
(vii)		
(vii)	Сторона, отвечающая за расчет Ставки(ок) вознаграждения и/или Сумма(Сумм) вознаграждения (если это не Агент):	[●]
(viii)	Определение установленной ставки	[●]Соответствующее время
	– Справочная ставка	[●]
	– Дата(ы) Определения вознаграждения:	[[●]
	– Соответствующая контрольная страница:	[●]
(ix)	Определение по ISDA	
	– Опцион плавающей ставки:	[●]
	– Установленный срок окончательного погашения:	[●]
	– Дата изменения ставки:	[●]
(x)	Маржа(и):	[+/-][●] процентов в год
(xi)	Минимальная ставка вознаграждения:	[●] процентов в год
(xii)	Максимальная ставка вознаграждения:	[●] процентов в год
(xiii)	Дробное исчисление дней	

(xiv)	Резервные положения, положения по округлению, деноминатор и любые иные условия, связанные с методом расчета вознаграждения по Облигациям с плавающей ставкой, если отличаются от указанных в Условиях:	[●]
17.	Положения по Облигациям с нулевым купоном	[применимо / неприменимо] (*если неприменимо, удалить остальную часть настоящего подпункта*)
(i)	[Амортизированный / начисленный] процентный доход:	[●] процентов в год
(ii)	Справочная цена:	[●]
(iii)	Любая другая формула / основа для определения причитающейся суммы:	[●]
18.	Положения по Облигациям с индексированной ставкой /плавающей ставкой	[применимо / неприменимо] (*если неприменимо, удалить остальную часть настоящего подпункта*)
(i)	Индекс / Формула/другая переменная:	[*указать или приложить подробную информацию*]
(ii)	Сторона, отвечающая за расчет Ставки(ок) и/или Суммы (сумм) вознаграждения (если не [Агент]):	[●]
(iii)	Положения по определению Купона, если рассчитан посредством ссылки на Индекс и/или Формулу и/или иную переменную:	[●]
(iv)	Дата(ы) определения:	[●]
(v)	Положения по определению Купона, если расчет посредством ссылки на Индекс и/или Формулу и/или иную переменную невозможен, неосуществим или существуют иные препятствия:	[●]
(vi)	Период(ы) начисления вознаграждения или расчета:	[●]
(vii)	Установленные даты выплаты вознаграждения:	[●]

(viii)	Метод определения рабочих дней:	[Метод определения по бумагам с плавающей ставкой / Метод определения по правилу «следующий рабочий день» / Метод определения измененных последующих рабочих дней / Метод определения по правилу «предшествующий рабочий день» / прочее (*указать подробную информацию*)]
(ix)	Деловой(ые) центр(ы):	[●]
(x)	Минимальная ставка / сумма вознаграждения:	[●] процентов в год
(xi)	Максимальная ставка / сумма вознаграждения:	[●] процентов в год
(xii)	Дробное исчисление дней	[●]
19.	Положения по Двухвалютным облигациям	[применимо / неприменимо] (*если неприменимо, удалить остальную часть настоящего подпункта*)
(i)	Курс обмена / метод расчета курса обмена:	[*указать подробную информацию*]
(ii)	Сторона (при наличии), отвечающая за расчет причитающейся основной суммы и/или вознаграждения (если не [Агент]):	[●]
(iii)	Положения, применяемые если расчет посредством ссылки на Курс обмена невозможен или неосуществим:	[●]
(iv)	Лицо, по усмотрению которого Установленная(ые) валюта(ы) подлежит выплате:	[●]
ПОЛОЖЕНИЯ О ПОГАШЕНИИ		
20.	Опцион кол	[применимо / неприменимо] (*если неприменимо, удалить остальную часть настоящего подпункта*)
(i)	Альтернативная(ые) дата(ы) погашения:	[●]
(ii)	Альтернативная(ые) сумма(ы) погашения по каждой Облигации и метод, в случае наличия, расчета такой суммы (сумм):	На Расчетную сумму
(iii)	Если подлежит частичному погашению:	[●]

	(a) Минимальная сумма погашения:	[●] На Расчетную сумму
	(b) Максимальная сумма погашения:	[●]На Расчетную сумму
(iv)	Период уведомления	[●]
21	Опцион пут	[применимо / неприменимо] *(если неприменимо, удалить остальную часть настоящего подпункта)*
(i)	Альтернативная(ые) дата(ы) погашения:	[●]
(ii)	Альтернативная(ые) сумма(ы) погашения по каждой Облигации и метод, в случае наличия, расчета такой суммы (сумм):	[●] на Расчетную сумму
(iii)	Период уведомления	[●]
22.	Сумма окончательного погашения по каждой облигации	[●] на Расчетную сумму
	В случае, если Сумма окончательного погашения увязана с Индексом или иной переменной:	
(i)	Индекс / Формула / переменная:	[*указать или приложить подробную информацию*]
(ii)	(Сторона, отвечающая за расчет Суммы окончательного погашения (если не [Агент]):	[●]
(iii)	Положения по определению Суммы окончательного погашения, если рассчитана посредством ссылки на Индекс и/или Формулу и/или иную переменную:	[●]
(iv)	Дата(ы) определения:	[●]

(v)	Положения по определению Суммы окончательного погашения, если расчет посредством ссылки на Индекс и/или Формулу и/или иную переменную невозможен, неосуществим или существует иное препятствие:	[●]
(vi)	Дата оплаты:	[●]
(vii)	Минимальная Сумма окончательного погашения:	[●] на Расчетную сумму
(viii)	Максимальная Сумма окончательного погашения:	[●] на Расчетную сумму
23.	Сумма досрочного погашения	
	(i)Сумма(ы) досрочного погашения на Расчетную сумму, подлежащая оплате при погашении в налоговых целях или в случае неисполнения обязательств или иного досрочного погашения и/или метод ее расчета (если требуется, или если отличается от указанного в Условиях):	[●]
ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ, ПРИМЕНИМЫЕ К ОБЛИГАЦИЯМ		
24.	Форма облигаций:	Вексель на предъявителя: [Временная глобальная облигация, подлежащая обмену на Постоянную глобальную облигацию, которая подлежит обмену на Окончательную облигацию в ограниченных случаях, изложенных в Постоянной глобальной облигации.] [Временная глобальная облигация, подлежащая обмену на Окончательную облигацию с уведомлением за [●] дней] [Постоянная глобальная облигация, подлежащая обмену на Окончательную облигацию в ограниченных случаях, указанных в Постоянной глобальной облигации]
25	Новые глобальные облигации:	[да][нет]

26.	Финансовый центр(ы)) или иные специальные положения по Датам оплаты:	[неприменимо / *указать подробную информацию. Этот пункт относится к дате и месту оплаты, а не к датам окончания периодов начисления вознаграждения, к которым относятся пункты [15(ii)], [16(iv)] и [18(ix)]*]
27.	Талоны будущих Купонов или Расписок, прилагаемых к Окончательным облигациям (и даты, в которые наступает срок погашения таких Талонов):	[да/нет. *Если да, указать подробную информацию*]
28.	Подробные данные по Частично оплаченным облигациям: сумма каждого платежа, составляющего Сумму выпуска, срок каждого платежа и последствия (в случае наличия) неоплаты, в т.ч. любое право Эмитента на удержание Облигаций и вознаграждения в случае несвоевременной оплаты:	[неприменимо / *указать подробную информацию*]
29.	Подробные данные по Облигациям, погашаемым частями: количество каждого погашения, дата погашения	[неприменимо / *указать подробную информацию*]
30.	Положения о повторном определении деноминации, номинала и методов определения:	[неприменимо / применяются положения [Условия •]]
31.	Положения о консолидации:	[неприменимо / применяются положения [Условия •]]
32.	Прочие окончательные условия:	[неприменимо / *указать подробную информацию*]
		(*При добавлении любых других окончательных условий, необходимо учитывать, составляют ли такие условия «существенный новый фактор», что приведет к необходимости дополнения настоящего Базового проспекта в соответствии со ст.16 Директивы о проспектах выпуска ЦБ.*)
РАЗМЕЩЕНИЕ		
33. (i)	Если выпуск синдицирован, названия Менеджеров:	[неприменимо / *указать названия*]

(ii)	(Стабилизационный менеджер(ы) (в случае наличия):	[неприменимо / *указать название*]
34.	Если выпуск не синдицирован, название Дилера:	[неприменимо / *указать название*]
35.	Ограничения на продажу в США	[категория соблюдения Положения S; TEFRA C/ TEFRA D/ TEFRA неприменимо]
36.	Дополнительные ограничения по продаже:	[неприменимо / *указать подробную информацию*]

ЦЕЛЬ ОКОНЧАТЕЛЬНЫХ УСЛОВИЙ

Настоящие Окончательные Условия представляют собой окончательные условия, необходимые для выпуска и допуска к торгам на [Лондонской/иной фондовой бирже] Облигаций, описанных в настоящем документе в соответствии с Глобальной Среднесрочной Программой по выпуску Нот в объеме 7,500,000,000 долларов США АО «Национальная Компания «КазМунайгаз»

ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

[Каждый из KMG Finance и] КМГ принимают на себя ответственность за достоверность информации, содержащейся в настоящих Окончательных условиях, [[*соответствующая информация о третьих лицах*] получена из [*указать источник*]. [Каждый из KMG Finance и] КМГ подтверждают, что такая информация воспроизведена точно, и, насколько известно каждому из них и насколько каждый из них может утверждать на основании информации, опубликованной в [*указать источник*], не упущены никакие факты, упущение которых могло бы привести к неточности или ошибочности воспроизведенной информации.]

От имени KMG Finance:

Подпись: .....
Имеющий надлежащие полномочия

От имени КМГ:

Подпись: .....
Имеющий надлежащие полномочия

ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ

ЧАСТЬ Б – ИНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

1. **ЛИСТИНГ**

(i) Листинг:	Лондон / прочее (*указать*) / отсутствует
(ii) Допуск к торгам:	[Эмитентом (или от его имени) подана заявка на допуск Облигаций к торгам на [*указать соответствующий организованный рынок*] с [•].] [Ожидается, что соответствующим Эмитентом (или от его имени) будет подана заявка на допуск Облигаций к торгам на [*указать соответствующий организованный рынок*] с [•].] [неприменимо.] *(При регистрации однородного выпуска, необходимо указать, что первоначальные Облигации уже допущены к торгам)*
(iii) Смета общих затрат, связанных с допуском к торгам:	[•]

2. **РЕЙТИНГИ**

Рейтинги:	Выпускаемые Облигации получили следующий рейтинг: [S & P: [•]] [Moody's: [•]] [Fitch: [•]] [[прочее]: [•]] (*В данном пункте должна раскрываться информация по рейтингам, присвоенным всем Облигациям выпускаемого типа по Программе или конкретному выпуску Облигаций, в случае наличия.*)

3. **[ИНТЕРЕСЫ ФИЗИЧЕСКИХ И ЮРИДИЧЕСКИХ ЛИЦ, УЧАСТВУЮЩИХ В [ВЫПУСКЕ / РАЗМЕЩЕНИИ]**

Необходимо включить описание любых интересов, включая конфликт интересов, существенных для выпуска/размещения, с подробным описанием участвующих лиц и характера интересов. Данное требование можно выполнить посредством включения следующего предложения:

«За исключением рассмотренного в разделе [«Подписка и продажа»], насколько известно KMG Finance и КМГ, ни одно лицо, участвующее в размещении Облигаций, не имеет интересов, существенных для размещения.»]

4. **ОСНОВАНИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ, ОЦЕНОЧНЫЕ ЧИСТЫЕ ПОСТУПЛЕНИЯ И ОБЩИЕ ЗАТРАТЫ]**

[(i) Основания размещения:	[•] (*См. текст раздела [«Использование поступлений»] Базового проспекта – Если основания размещения отличаются от получения прибыли и/или хеджирования определенных рисков, их необходимо включить в настоящий пункт.*)]

[(ii)] Предполагаемые чистые поступления:	[•] (*Если поступления предназначены более чем для одной цели, их необходимо разделить и представить в порядке приоритетности. Если поступления недостаточны для финансирования всех предлагаемых целей, указать суммы и источники дополнительного финансирования.*)
[(iii)] Предполагаемые общие затраты:	[•] (*[Если Облигации являются производными ценными бумагами, к которым применяется Приложение XII к Директиве о проспектах выпуска ЦБ], необходимо только раскрыть чистые поступления и общие затраты в п.п. (ii) и (iii) выше там, где требуется раскрытие по п. (i) выше.*)]*

5. [Только для Облигаций с фиксированной ставкой – ДОХОДНОСТЬ

Указание доходности:	[•] Доходность рассчитывается на Дату выпуска на основании Цены выпуска. Доходность не является указанием на будущую доходность.]

6. [Только для Облигаций, увязанных с Индексом или иной переменной –ПОВЕДЕНИЕ ИНДЕКСА / ФОРМУЛЫ / ДРУГОЙ ПЕРЕМЕННОЙ И ПРОЧАЯ ИНФОРМАЦИЯ ПО БАЗОВОМУ ПОКАЗАТЕЛЮ.

Необходимо подробно указать, где можно получить данные по прошлому и будущему поведению и изменениям индекса / формулы / другой переменной. Если базовым показателем является индекс, необходимо указать название индекса и его описание, если индекс разработан Эмитентом –, если же не разработан Эмитентом, то указать, где можно получить информацию по данному индексу. Если базовым показателем является не индекс, необходимо указать эквивалентную информацию. Указать другую информацию, относящуюся к базовому показателю, необходимую в соответствии с пунктом 4.2 Приложения XII Директивы о проспектах выпуска ЦБ]

Эмитент [намеривается предоставить информацию о результатах выпуска [указать какая информация будет предоставлена и где ее можно получить] **не намеривается предоставлять информацию о результатах выпуска.**

7. [Только для двухвалютных облигаций – ПОВЕДЕНИЕ КУРСА(ОВ) ОБМЕНА

Необходимо подробно указать, где можно получить данные по прошлому и будущему поведению и изменениям соответствующего(их) курса(ов) обмена.]

8. ОПЕРАЦИОННАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Код ISIN:	[•]
Общий код:	[•]
Любая клиринговая(ые) система(ы), помимо Euroclear Bank S.A./N.V. и Clearstream Banking, Société Anonyme и соответствующий(ие) идентификационный(ые) номер(а):	[неприменимо / *указать название(я) и номер(а)*]

Доставка:	Доставка [против оплаты / без оплаты]
Наименования и адреса основного Платежного(ых) агента(ов)	[•]
Наименования и адреса дополнительного Платежного(ых) агента(ов) (в случае наличия):	[•]
Планируется выполнение способом, который будет соответствовать требованиям Евросистемы:	[да][нет] [Примите во внимание, что «Да» просто означает, что облигации по выпуску, будут размещены с одним из международных центральных депозитариев ценных бумаг, выступающим в качестве обычной учетной организации и не означает, что Облигации в обязательном порядке будут признаны приемлемым обеспечением в рамках кредитно-денежной политики Евросистемы и в целях дневного кредита на момент их выпуска или в любой момент на протяжении срока их обращения. Признание их приемлемыми для таких целей будет зависеть от решения ЕЦБ, в случае если по мнению последнего, квалификационных требования Евросистемы были соблюдены.] [включите данный текст, в случае выбора варианта «Да», в данном случае Облигации должны быть выпущены по форме новых глобальных облигаций «NGN»]

УСЛОВИЯ ВЫПУСКА ОБЛИГАЦИЙ

Настоящая Облигация – это одна из облигаций должным образом утвержденной эмиссии (далее – **Облигации**) АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» («КМГ») или «KazMunaiGaz Finance Sub B.V.» (далее – **KMG Finance**) (каждый далее «Эмитент») в рамках Программы глобальной эмиссии среднесрочных облигаций (далее – **Программа**) объемом 7,500,000,000 долларов США, осуществляемой KMG Finance и КМГ. В случае, когда KMG Finance выступает в качестве Эмитента Облигаций, оплата всех сумм, причитающихся со стороны KMG Finance в отношении таких Облигаций, безусловно и безотзывно гарантированна КМГ, в соответствии с гарантией (далее – **Гарантия**), которая содержится в Договоре о доверительном управлении (как определено ниже).

Облигации предусмотрены Договором о доверительном управлении, который был изложен в новой редакции, с учетом внесенных в него поправок (с учетом последующих изменений и дополнений на дату эмиссии Облигаций) (далее – **Дата эмиссии Облигаций**) (далее – **Договор о доверительном управлении**) от [•] 2010 года между KMG Finance , КМГ и компанией «Citicorp Trustee Company Limited» («**Доверительный управляющий**» – далее этот термин будет означать всех Лиц, являющихся на тот момент доверительным управляющим или доверительными управляющими по Договору о доверительном управлении), в качестве доверительного управляющего для Держателей Облигаций (как определено ниже). Данные условия содержат краткое описание положений, которыми они обусловлены, и которые более подробно изложены в Договоре о доверительном управлении, содержащий формы Облигаций, о которых упоминается ниже. Агентское соглашение, которое было изложено в новой редакции, с учетом внесенных в него поправок (с изменениями и дополнениями на Дату эмиссии, далее – **Агентское соглашение**) от [•] 2010 года было заключено в отношении Облигаций между KMG Finance , КМГ, Доверительным управляющим, «Citibank N.A.» (Лондон), в качестве агента по расчетам (далее – **Агент по расчетам**), основным платежным агентом (далее – **Основной платежный агент** или **Платежный агент**) и Трансфертным агентом (далее – **Трансфертный агент**), компанией «Citigroup Global Markets Deutschland AG & Co. KGaA», в качестве регистратора (далее – **Регистратор**), а также «Citibank N.A.» (Лондон) (в качестве агента по расчетам, далее – **Агент по расчетам**, а также в качестве Трансфертного агента, далее – **Трансфертный агент**). Копии Договора о доверительном управлении, Агентского соглашения и любых Заключительных условий можно просмотреть в обычные рабочие часы в головном офисе Доверительного управляющего (в настоящее время расположенного по адресу: Citigroup Centre, Canada Square, Canary Wharf, London, E14 5LB), а также в указанных офисах Платежных агентов и Трансфертных агентов.

Держатели Облигаций наделены правами, связаны обязательствами и считаются осведомленными о положениях Договора о доверительном управлении, а также считаются осведомленными о применимых к ним положениях Агентского соглашения.

Все последующие ссылки на данные Условия к «Облигациям» – это ссылки на Облигации, являющиеся предметом соответствующих Заключительных условий. Все термины, используемые с большой буквы, определения которых не содержится в данных Условиях, будут иметь значение, присвоенное им в Договоре на доверительное управление и в соответствующих Заключительных условиях.

Для целей настоящих Условий, «**Транш**» означает Облигации, которые идентичны во всех отношениях, кроме Даты эмиссии, Даты передачи доли, а также суммы первой выплаты вознаграждения.

1. Форма, деноминация и право собственности

Выпускаемые Облигации имеют зарегистрированную форму и Установленную деноминацию,

указанную в соответствующих Заключительных условиях, или кратны таковой, и выпускаются без процентных купонов, при условии, что (1) Установленная деноминация не может быть меньше 50 000 Евро или эквивалента этой суммы в других валютах, (2) это касается (а) Облигаций, которые не приняты к продаже на регулируемом рынке в пределах Европейской Экономической Территории или публичному предложению в одной из Стран-членов Европейской Экономической Территории в обстоятельствах, когда требуется публикация проспекта, в соответствии с Директивой о проспекте эмиссии и (б) Облигаций со сроком менее 365 дней может применяться меньшая Установленная деноминация, как более подробно описано в Части А соответствующих Заключительных условий, и (3) вознаграждение от Облигаций, предусмотренное Правилом 144А, не может начисляться на суммы менее 100 000 долларов США, или эквивалентные суммы в других валютах.

Настоящая Облигация может мыть Облигацией с фиксированной ставкой, Облигацией с плавающей ставкой, Облигацией с нулевым купоном, Облигацией с индексированной ставкой вознаграждения, Индексированной облигацией, выпущенной взамен досрочно погашенной, Облигацией с погашением в рассрочку, Облигацией с двойной валютой, Частично оплаченной облигацией, или комбинацией любых из вышеперечисленных облигаций или Облигацией иного вида, в зависимости от Вознаграждения и Условий Погашения/Выплаты, как указано в соответствующих Заключительных условиях.

Право собственности на Облигации передается путем внесения регистрационной записи в реестре о том, что KMG Finance зарегистрирован в Регистрационном бюро в соответствии с положениями Агентского соглашения (далее – **Реестр**). Если иное не будет предписано судом соответствующей юрисдикции или законом, держатель (как определено ниже) любой Облигации считается и рассматривается как ее абсолютный владелец для любых целей, независимо от того, является ли она просроченной, и независимо от каких-либо уведомлений о владении, доверительном управлении или доли в такой Облигации, любых надписей на ней или ее кражи или утери, и никакое Лицо не несет ответственности за подобное отношение к держателю.

Для целей настоящих Условий, «**Держатель Облигации**» означает лицо, на имя которого зарегистрирована Облигация, а термин «**держатель**» будет иметь соответствующее значение, а термины, используемые с заглавной буквы, будут иметь значение, присвоенное им в соответствующих Заключительных условиях, при этом отсутствие такого значения означает, что такой термин не применим к Облигациям.

2. Передача Облигаций

(а) Передача Облигаций: Одна или более Облигаций утвержденной деноминации, предусмотренной Заключительными условиями, могут быть переданы полностью или частично, при условии передачи указанных в Заключительных условиях минимальных сумм, после передачи (осуществленной в установленном офисе Регистратора или любого Трансфертного агента) соответствующей Облигации или Облигаций, вместе с передаточной надписью установленной формы на такой Облигации или Облигациях (или в иной форме передачи, существенно схожей с установленной, и содержащей те же представительства и заверения (если применимо), если иное не согласовано с Эмитентом), должным образом завершенной и исполненной, а также в другими такими доказательствами, предоставления которых могут обоснованно потребовать Регистратор или Доверительный управляющий. В случае передачи лишь части прав на Облигацию, на имя принимающего лица издается новая Облигация в отношении передаваемой части, а в последующем, лицу, передающему часть прав на Облигацию выдается новая Облигация, отражающая оставшуюся часть прав. Все передачи Облигаций и записи в Реестр осуществляются с соблюдением подробных правил, касающихся передачи Облигаций, содержащихся в

приложениях к Агентскому соглашению. Правила могут изменяться Эмитентом или, если Эмитентом является KMG Finance – КМГ после предварительного письменного согласования с Регистратором и Доверительным управляющим. Копия действующих правил предоставляется Регистратором любому Держателю Облигаций по соответствующему запросу.

(b) Применение Опционов или Частичного погашения в отношении Облигаций: В случае применения опционов Эмитента (если применимо), КМГ или Держателей Облигаций, или частичного погашения в отношении Облигаций, держателю такой Облигации выпускается новая Облигация, отражающая применение такого опциона или с указанием непогашенного остатка. В случае частичного применения опциона, в результате которого меняются условия Облигаций одного держателя, выпускаются отдельные Облигации в отношении тех Облигации одного держателя, которые имеют одинаковые условия. Новые Облигации выпускаются только в случае передачи существующих Облигаций Регистратору или любому из Трансфертных агентов. В случае передачи Облигаций Лицу, которое уже является держателем Облигаций, выпускается новая Облигация, отражающая увеличенную долю держания в обмен на передачу Облигации, отражающей существующую долю держания.

(c) Вручение новых Облигаций: Каждая новая Облигация, выпускаемая в соответствии с Условиями 2 (a) или (b) может быть вручена в течение пяти рабочих дней со дня получения формы передачи или Уведомления об исполнении (как определено в Условии 6 (f)), и передачи Облигации для обмена. Вручение новой Облигации (-ций) осуществляется в определенном офисе Трансфертного агента или Регистратора (в зависимости от ситуации), которым осуществляется такое вручение или передача соответствующей формы передачи, Уведомления об исполнении или Облигация, или по выбору держателя, такое вручение или передача может быть осуществлена, как указано выше и как предусмотрено в соответствующей форме передачи, Уведомлении об исполнении или в ином письменном документе, незарегистрированной почтовой отправкой, при этом все риски несет держатель, которому выпускается новая Облигация, на указанный адрес, если такой держатель не заявит об ином и не оплатит предварительно соответствующему Трансфертному агенту расходы на такой альтернативный способ передачи и/или указанную им сумму страховки. В настоящем Условии (c), «**рабочий день**» означает любой день, кроме субботы или воскресенья, который является рабочим днем для банков, расположенных в месте, где находится указанный офис соответствующего Трансфертного агента или Регистратора (в зависимости от ситуации).

(d) Бесплатная передача: Передача уведомлений о регистрации, передаче, использовании опциона или частичного погашения, осуществляется без какой-либо оплаты лично или от имени KMG Finance a, Регистратора или Трансфертных агентов, но после выплаты любых налогов и иных правительственных сборов, которыми может облагаться такая передача (или предоставление такой гарантии возмещения убытков, которой может потребовать Регистратор или соответствующий Трансфертный агент).

(e) Закрытые периоды: Ни один из Держателей Облигаций не вправе потребовать передачи Облигаций Облигации, подлежащей регистрации (1i) в течение 15 дней, до даты погашения или выплаты какой-либо Суммы взноса или Суммы вознаграждения в отношении такой Облигации, (2ii) в течение 15 дней до любой даты, в которую KMG Finance , по своему усмотрению, может потребовать погашения Облигаций, в соответствии с Условием 6(e), или (3iii) после любого требования о погашении Облигаций.

(f) Ограничения передачи: Если, в любое время, KMG Finance определит, что любой бенефициарный владелец Облигаций, или любой счет, на который такой владелец

приобретал Облигации, должный являться квалифицированным институциональным покупателем (QIB) или квалифицированным лицом (QP), на самом деле не является QIB или QP, KMG Finance может (1) потребовать от такого бенефициарного владельца продажи его Облигаций, или продать такие Облигации от имени такого бенефициарного владельца, лицу, которое не является гражданином США, и осуществляет покупку посредством оффшорной трансакции, согласно Правилу S, или лицу, являющемуся QIB и также QP, или иным образом квалифицированным для покупки таких Облигаций, посредством трансакции, свободной от регистрации в соответствии с Законом о ценных бумагах или (2) потребовать от бенефициарного владельца продажи таких Облигаций, или продать такие Облигации от имени такого бенефициарного владельца KMG Finance у или его аффилированной компании по цене равной сумме меньшей чем (x) покупная цена, выплаченная бенефициарным владельцем за такие Облигации, (y) 100 процентов основной суммы такой цены и (z) справедливая рыночная цена. KMG Finance вправе отказаться от передачи доли по Правилу 144A Глобальной облигации или по Правилу 144A Облигаций на предъявителя лицу, являющемуся гражданином США, не обладающему статусом QIB и QP.

3. Гарантия и статус

(a) Статус Облигаций: Облигации составляют прямые, общие, безусловные и (при условии выполнения Условия 4) необеспеченные обязательства KMG Finance a, которые расцениваются и будут расцениваться как равные между собой и как минимум как равные между собой в праве выплаты, со всеми другими существующими и будущими необеспеченными и неподчиненными обязательствами KMG Finance a, за исключением обязательств, предусмотренных обязательными положениями применимых законов.

(b) Статус Гарантии: В случае, когда Эмитентом Облигаций является KMG Finance, КМГ, в соответствии с Гарантией, безусловно и безотзывно гарантировал должную и своевременную выплату всех сумм, время от времени причитающихся к выплате KMG Finance в отношении Облигаций и Договора о доверительном управлении. Обязательства КМГ по Гарантии составляют прямые, общие, безусловные и (при условии выполнения Условия 4) необеспеченные обязательства КМГ которые расцениваются и будут расцениваться как равные между собой и как минимум как равные между собой в праве выплаты, со всеми другими существующими и будущими необеспеченными и неподчиненными обязательствами КМГ, за исключением обязательств, предусмотренных обязательными положениями применимых законов.

4. Отказ от залога и основные обязательства

До тех пор, пока какая-либо сумма остается неуплаченной по Облигациям:

(a) Отказ от залога: КМГ не должен сам и не должен разрешать какому-либо Существенному дочернему предприятию создавать, подвергать, допускать или позволять существовать каким-либо Правам удержания, помимо Разрешенных прав удержания, на любые из его или их активов, которыми он владеет в настоящий момент или приобретает впоследствии, или любые доход или прибыль от них, обеспечивающие любую Задолженность, если только, одновременно или до этого, Облигации не были обеспечены равно и соразмерно такой Задолженности или не имели выгоды от другого урегулирования, которое может быть утверждено Чрезвычайной резолюцией (как определено в Договоре о доверительном управлении) Держателей облигаций или как Доверительный управляющий, по своему единоличному усмотрению, сочтет не менее материально выгодным в интересах Держателей облигаций.

(b) Ограничение по выплатам дивидендов

(i) КМГ не будет выплачивать какие-либо дивиденды, наличными или иным способом, или производить какое-либо иное распределение (путем выкупа, приобретения или иным способом) в отношении своего акционерного капитала или путем управления или иные аналогичные выплаты, подлежащие уплате его прямым или непрямым акционерам:

(A) в любое время, когда существует Случай невыполнения обязательств (как определено в Условии 10 или какое-либо событие, которое по прошествии времени или при предоставлении уведомления, или и то и другое, составит Случай невыполнения обязательств); или

(B) в любое время, когда никакого такого Случая невыполнения обязательств или случая не существует, в совокупной сумме превышая 50 % Консолидированной чистой прибыли КМГ за период, в отношении которой дивиденд или иное распределение или выплаты производятся; *при условии, что* в целях этого Условия 4(b)(i), Консолидированная чистая прибыль должна исключать любые прибыли или убытки от Чистых поступлений наличных денег от продажи всех или главным образом всех активов или имущества или любого бизнеса или подразделения, или Акционерного капитала, соответственно любого Существенного дочернего предприятия или Миноритарной компании.

(ii) Вышеупомянутое ограничение не должно применяться к выплате (i) любых дивидендов в отношении любой Привилегированной акции КМГ, которая может время от времени выпускаться КМГ, и (ii) любых дивидендов в отношении любого Акционерного капитала КМГ, составленного из Чистых поступлений наличных денег от главным образом параллельной продажи или путем выпуска Акционерного капитала КМГ (не Дисквалифицированного акционерного капитала и не Акционерного капитала, выпущенного или проданного Дочерней компании КМГ или план владения акциями служащими, или фонду, созданному КМГ или любой из его Дочерних компаний на благо их служащих) или главным образом параллельного основного вклада наличными, полученного КМГ от его акционеров.

(iii) КМГ не позволит какому-либо Существенному дочернему предприятию выплачивать какие-либо дивиденды или производить другие распределения в отношении любых серий Акционерного капитала такого Существенного дочернего предприятия, если только такие дивиденды или распределения не производятся на пропорциональной основе держателям таких серий Акционерного капитала или такие дивиденды или распределения не производятся на основе, которая приводит к тому, что КМГ или Существенное дочернее предприятие получают дивиденды или иные распределения большей стоимости, чем те, которые были бы получены на пропорциональной основе.

(c) Ограничение по продажам активов и дочернего капитала

КМГ не будет сам и не позволит какому-либо Существенному дочернему предприятию консуммировать какое-либо Распоряжение активами, если только:

(i) КМГ или такое Существенное дочернее предприятие не получают денежное вознаграждение на момент такого Распоряжения активами, по меньшей мере равное Справедливой рыночной стоимости (включая в отношении стоимости всего не денежного вознаграждения) акций и активов, подвергающихся такому Распоряжению активами; и

(ii) исключительно в отношении Распоряжения активами, акциями,

Акционерным капиталом Существенного дочернего предприятия, после приведения в исполнение любого такого Распоряжения активами, КМГ будет продолжать «владеть на праве собственности» (согласно тому, как такой термин определен в Правиле 13(d)(3) и Правиле 13(d)(5) Акта об обмене), прямо или косвенно, по меньшей мере, Ограниченным процентом акций Акционерного капитала такого Существенного дочернего предприятия.

(d) Ограничение по задолженности

(i) КМГ не будет сам и не позволит какому-либо Существенному дочернему предприятию принимать, прямо или косвенно, какое-либо долговое обязательство; *однако при условии, что* КМГ и Существенные дочерние предприятия будут иметь право принимать долговое обязательство, если:

(A) после осуществления такого Принятия обязательств и употребления дохода от него, формально, никакого Дефолта или Случая невыполнения обязательств не произойдет или не будет продолжаться; и

(B) соотношение Консолидированной чистой задолженности КМГ на любую дату определения, после осуществления такого Принятия обязательств и употребления дохода от него, формально, и совокупной суммы Консолидированной прибыли КМГ до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации (EBITDA) за самых последних два полугодовых финансовых периода, за которые консолидированная финансовая отчетность была предоставлена согласно Условию 4(e) (или до предоставления первой консолидированной финансовой отчетности после Даты выпуска согласно Условию 4(e)(i) или 4(e)(ii), Консолидированная прибыль КМГ до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации (EBITDA) за шесть месяцев, заканчивающихся 31 декабря 2007, помноженная на два, не превышает 3.5 к 1.

В целях расчета соотношения, описанного в этом Условии 4(d)(i), приобретениям, которые были сделаны КМГ или любым Существенным дочерним предприятием, включая посредством слияний или объединений и включая любые связанные финансовые транзакции (включая, без ограничений, любое приобретение, вызывающее необходимость сделать такой расчет в результате принятия обязательства или признания задолженности) в течение (a) самых последних два полугодовых финансовых периода, за которые консолидированная финансовая отчетность была предоставлена согласно Условию 4(e) или (b) после таких полугодовых финансовых периодов и на или до даты, когда соотношение рассчитывается, будет дан формальный эффект, как если бы они произошли в первый день периода измерения, используемого в расчете Консолидированной прибыли КМГ до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации (EBITDA); *однако при условии, что* (i) любая такая формальная EBITDA в отношении приобретения может включена в расчет Консолидированной прибыли КМГ до уплаты налогов, процентов, износа и амортизации (EBITDA), только если такая формальная EBITDA была выведена из финансовой отчетности такого приобретенного юридического лица или связанной с ним финансовой отчетности или включая ее, и (ii) такая финансовая отчетность была подготовлена в соответствии с МСФО (IFRS), Общепринятыми принципами бухгалтерского учета США (GAAP) или другими

принципами бухгалтерского учета, которые были определены Европейской комиссией как эквивалентные МСФО (IFRS) (не принимая во внимание какие-либо модификации к таким принципам, которые могут потребоваться после даты такой финансовой отчетности в связи с или согласно такому определению).

(ii)Условие 4(d)(i) не запрещает принятия какого-либо из следующих элементов Задолженности:

(A) рефинансирование (включая последующее рефинансирование) Задолженности КМГ или любого Существенного дочернего предприятия, непогашенной на Дату выпуска (включая Облигации, выпущенные на Дату выпуска) или разрешенной быть понесенной по Условию 4 (d) (i) выше; *при условии, что* совокупная сумма основного долга, таким образом, не становится больше, чем расходы, понесенные КМГ или его Существенными дочерними предприятиями в связи с таким рефинансированием плюс сумма любой премии, которая должна быть выплачена в связи с таким рефинансированием;

(B) межфирменный долг (i) между КМГ и любым Существенным дочерним предприятием и (ii) между любым Существенным дочерним предприятием и другим Существенным дочерним предприятием; *однако при условии, что* любой последующий выпуск или передача любого Акционерного капитала, которая приводит к тому, что любое такое Существенное дочернее предприятие прекращает быть Существенным дочерним предприятием или любое последующее распоряжение, залог или передача такой Задолженности (кроме как КМГ или Существенному дочернему предприятию) нужно рассматривать, в каждом случае, как составляющее принятие такой Задолженности лицом, принявшим на себя обязательство; и

(C) Задолженность, возникающая из соглашений о процентной ставке или соглашений о валютном хеджировании в пользу КМГ или любого Существенного дочернего предприятия; *при условии, что* такие соглашения о процентной ставке не превышают совокупную сумму основного долга по соответствующей Задолженности, а такие соглашения о валютном хеджировании не увеличивают обязательства КМГ или любого Существенного дочернего предприятия, кроме как в результате колебаний в процентной ставке или обменных курсах иностранной валюты или по причине выплат, возмещений и компенсации, подлежащих оплате в силу этого.

(e) Финансовая информация

(i) КМГ должен предоставлять Доверительному управляющему, как только они станут доступными, но в любом случае в течение пяти месяцев после окончания каждого из его финансовых годов, копии независимой финансовой отчетности КМГ и консолидированной финансовой отчетности за такой финансовый год, в каждом случае проверенной Аудиторами и подготовленной в соответствии с МСФО (IFRS), последовательно применяемыми к соответствующей финансовой отчетности за предшествующий период.

(ii) КМГ должен, как только они станут доступными, но в любом случае в течение (x) 120 дней после окончания полугодия, заканчивающегося 30 июня 2010, и (y) 90 дней после окончания каждого первого полугодия каждого из его финансовых годов, предоставлять Доверительному управляющему

независимую финансовую отчетность КМГ и консолидированную финансовую отчетность за такой период.

(iii) КМГ настоящим обязуется предоставлять Доверительному управляющему, без ненужной задержки, такую дополнительную информацию относительно финансового положения или бизнеса КМГ, любого Существенного дочернего предприятия или любой Миноритарной компании, которую Доверительный управляющий может обоснованно затребовать, включая предоставление сертификата согласно Договору о доверительном управлении.

(vi) КМГ должен убедиться, что каждый комплект независимой финансовой отчетности и консолидированной финансовой отчетности, предоставляемый им согласно этому Условию 4(e):

(A) подготовлен в целом на той же основе, которая использовалась при подготовке его Первичной финансовой отчетности (включая в отношении представления предшествовавших периодов) и в соответствии с МСФО (IFRS) и последовательно применяемых;
(B) в случае отчетности, предусмотренной согласно Условию 4(e)(i), в сопровождении отчета Аудиторов, упоминаемых в Условии 4(e)(i) (включая заключения таких Аудиторов с сопроводительными замечаниями и приложениями); и
(C) в случае отчетности, предусмотренной согласно Условию 4(e)(i) и 4(e)(ii), заверенной лицом КМГ, имеющим право подписи, с указанием того, что информация относительно Группы, включенная в финансовую отчетность согласно Условию 4(e)(vi), дает достоверный и беспристрастный обзор консолидированного финансового состояния Группы на конец периода, к которому относится эта консолидированная финансовая отчетность, и результатов операций Группы в течение такого периода.

(v) КМГ обязуется предоставлять Доверительному управляющему такую информацию, которую Регулируемый рынок Лондонской фондовой биржи («**Фондовая биржа**») (или любая другая или дальнейшая фондовая биржа или фондовые биржи или любой соответствующий орган власти или органы власти, в которых Облигации могут, время от времени, котироваться или допускаться к торговле) может потребовать как необходимую в связи с листингом или допуском таких инструментов к торговле на такой фондовой бирже или в соответствующем органе власти.

(vi) Полугодовая и годовая финансовая информация, которая должна предоставляться в соответствии с Условиями 4 (e)(i) и 4 (e)(ii), будет подготовлена на основе бухгалтерских принципов, совместимых с теми, которые сформировали основу Первичной финансовой отчетности в отношении Группы, в каждом случае на и за периоды, охватываемые соответствующей финансовой информацией, на лицевой стороне финансовой отчетности или в сносках к ней.

(f) Ограничения по дивидендам от Существенных дочерних предприятий

(i) КМГ должен обеспечивать, чтобы никакое из Существенных дочерних предприятий не создавало, допускало или иным образом разрешало существовать или вступать в силу какому-либо обременению или ограничению способности таких Существенных дочерних предприятий:

(A) выплачивать дивиденды или производить любые другие платежи или распределение на или в отношении своих акций;
(B) производить платежи в отношении любой Задолженности перед КМГ или любым другим Существенным дочерним предприятием; или
(C) предоставлять займы или авансы КМГ или любому другому Существенному дочернему предприятию или гарантировать задолженность КМГ или любого другого Существенного дочернего предприятия.

(ii) Положения Условия 4(f)(i) не будут запрещать:

(A) исключительно в отношении Условия 4(f)(i)(A), какое-либо обременение или ограничение в соответствии с соглашением относительно принятия Задолженности; *однако при условии, что* любое такое обременение или ограничение должно быть лимитировано так, чтобы выплата дивидендов или иных платежей или распределений в любой период в сумме до 50% Консолидированной чистой прибыли за такой период была разрешена;

(B) любое обременение или ограничения в соответствии с соглашением (включая любое акционерное соглашение, соглашение о совместном предприятии или аналогичное соглашение) в форме действующим или заключенным на Дату выпуска, условия которого были раскрыты в настоящем Базовом Проспекте эмиссии;

(C) любое обременение или ограничение в отношении какого-либо юридического лица, которое становится Существенным дочерним предприятием после Даты выпуска в соответствии с соглашением относительно какой-либо Задолженности, понесенной до даты, когда такое Дочернее предприятие становится Существенным дочерним предприятием (при условии, что такое обременение или ограничение не было установлено в ожидании, пока такое юридическое лицо станет Существенным дочерним предприятием) и непогашенной на такую дату;

(D) любое обременение или ограничение в соответствии с соглашением, ведущим к рефинансированию Задолженности, понесенной в соответствии с соглашением, упоминаемым в Условии 4(f)(ii)(B) выше или Условии 4(f)(ii)(C) выше или Условии 4(f)(ii)(E) ниже или содержащимся в какой-либо поправке, модификации, повторном утверждении, возобновлении, расширении, дополнении, рефинансировании или замене соглашения, упоминаемого в Условии 4(f)(ii)(B) выше или Условии 4(f)(ii)(C) выше или Условии 4(f)(ii)(E) ниже; *однако при условии, что* обременения и ограничения в отношении такого Существенного дочернего предприятия, содержащиеся в любом таком соглашении о рефинансировании, модификации, повторном утверждении, возобновлении, расширении, дополнении, соглашениях о рефинансировании или замене, не являются более ограничительными в любом существенном отношении, чем те обременения и ограничения, взятые в целом, в отношении такого Существенного дочернего предприятия, которые содержатся в подобных предшествующих соглашениях; и

(E) любое обременение или ограничение, которое является результатом применимого закона или положений.

(g) Обеспечение разрешений

(i) КМГ должен сам и должен обеспечить, чтобы каждое из существенных дочерних предприятий предприняло все необходимые действия для получения или велело или способствовало выполнению всех действий, необходимых, по мнению КМГ или соответствующего Существенного дочернего предприятия, для гарантирования продолжения своего корпоративного существования, своего бизнеса и/или операций; и

(ii) КМГ должен сам и должен обеспечить, чтобы каждое из Существенных дочерних предприятий предприняло все необходимые действия для получения или велело или способствовало выполнению всех действий, необходимых для гарантирования продолжения всех согласий, лицензий, одобрений и разрешений, и осуществляло или велело осуществлять все регистрации, записи и внесения в реестры, которые могут время от времени требоваться к получению или осуществлению в какой-либо соответствующей юрисдикции для оформления, передачи или исполнения Облигации и Соглашений или для их юридической действительности или обеспеченности правовой санкцией.

(h) Слияния и консолидации

(i) КМГ не будет, прямо или косвенно, в единственной сделке или ряде связанных сделок, вступать в какую-либо реорганизацию (посредством слияния компаний, присоединения, разделения, отделения или преобразования согласно тому, как эти термины толкуются применимым законодательством или иным образом), участвовать в каком-либо ином типе корпоративной реконструкции, если, или продавать, арендовать, передавать или иначе распоряжаться всеми или по существу всеми активами КМГ или КМГ и Существенных дочерних предприятий (взятыми в целом) (в каждом случае «**реорганизации**») если:

(A) КМГ будет выжившим или продолжающим существование Лицом;
(B) незамедлительно до и незамедлительно после придания силы такой сделке и возникновению какой-либо Задолженности, которая будет понесена в связи с этим, и использование любых чистых поступлений от них, на *формальной* основе, никакого Случая невыполнения обязательств не должно произойти и продолжаться; и
(C) во время периода, начинающегося при объявлении или (в отсутствие такого объявления) осуществлении любой такой реорганизации и заканчивающегося после осуществления такой реорганизации, никакого События неблагополучного рейтинга не должно было произойти из-за такой реорганизации; *при условии, что* если любое их каких-либо Событий неблагополучного рейтинга произошло в течение этих шести месяцев незамедлительно после осуществления такой реорганизации из-за такой реорганизации, KMG Finance должен соблюдать положения Условия 6 (d).

(ii) КМГ должен обеспечить, что никакое Существенное дочернее предприятие не вступает в какую-либо реорганизацию, если:

(A) такое Существенное дочернее предприятие будет оставшимся или продолжающим существование Лицом;
(B) незамедлительно до и незамедлительно после придания силы такой

сделке и возникновению какой-либо Задолженности, которая будет понесена в связи с этим, и использование любых чистых поступлений от них, на *формальной* основе, никакого Случая невыполнения обязательств не должно произойти и продолжаться; и

(C) во время периода, начинающегося при объявлении или (в отсутствие такого объявления) осуществлении любой такой реорганизации и заканчивающегося после осуществления такой реорганизации, никакого События неблагополучного рейтинга не должно было произойти из-за такой реорганизации; *при условии, что* если любое их каких-либо Событий неблагополучного рейтинга произошло в течение шести месяцев незамедлительно после осуществления такой реорганизации из-за такой реорганизации, Эмитент должен соблюдать положения Условия 6 (d).

(iii) В целях вышесказанного, передача (путем аренды, переуступки, продажи, передачи права или иным образом, в одной транзакции или ряде транзакций) всего или по существу всего имущества или активов одного или нескольких Существенных дочерних предприятий, Акционерный капитал которых составляет все или по существу все имущество и активы КМГ будет считаться передачей всего или по существу всего имущества и активов КМГ.

Несмотря на вышесказанное, любое Существенное дочернее предприятие может осуществить консолидацию, слияние или передачу прав, передачу или аренду, в одной сделке или ряде сделок, всех или существенно всех его активов КМГ или другому Дочернему предприятию КМГ (которое после такой сделки будет считаться Существенным дочерним предприятием в целях этого).

(i) Сделки с Аффилированными лицами

КМГ не будет сам и должен обеспечить, что ни одно из Существенных дочерних предприятий, прямо или косвенно, не заключает или позволяет существовать какой-либо сделке или ряду сделок (включая, без ограничений, покупку, продажу, передачу, переуступку, аренду, передачу прав или обмен какого-либо имущества или оказание каких-либо услуг) с или в пользу какого-либо Аффилированного лица («**Сделка с Аффилированным лицом**») включая, без ограничений, межфирменные займы, распоряжения или приобретения, если только условия такой Сделки с Аффилированным лицом не являются не менее выгодными для КМГ или такого Существенного дочернего предприятия, в зависимости от обстоятельств, чем те, которых можно было добиться (на момент такой сделки, или, если такая сделка осуществляется в соответствии с письменным соглашением, на момент исполнения соглашения, предусматривающего сделку) в сопоставимой сделке, между независимыми друг от друга сторонами, с Лицом, не являющимся Аффилированным лицом КМГ или такого Существенного дочернего предприятия.

Это Данное Условие 4(i) не должно применяться к (i) компенсации или вознаграждениям работникам в отношении любого должностного лица или директора КМГ или любого из его Дочерних предприятий, возникающих в результате их трудового договора, (ii) Сделкам с Аффилированным лицом в соответствии с соглашениями или договоренностями, заключенными до Даты выпуска, условия

которых были раскрыты в настоящем Базовом Проспекте эмиссии, (iii) любой продаже собственного капитала КМГ, (iv) сделкам между КМГ и Существенным дочерним предприятием, сделкам между КМГ и/или Существенным дочерним предприятием и Дочерним предприятием или сделкам между Существенными дочерними предприятиями, и (v) Сделкам с Аффилированным лицом, в которых совокупная сумма не должна превышать U.S.$100 миллионов в любом одном календарном году.

(j) Оплата налогов и других требований

КМГ должен сам и должен обеспечить, что Существенные дочерние предприятия будут оплачивать или погашать или велеть оплачивать или погашать, до того как они станут просрочены, все налоги, отчисления и правительственные сборы, взимаемые или налагаемые на доход, прибыль или имущество КМГ и Существенных дочерних предприятий *при условии, что* ни КМГ ни какое-либо Существенное дочернее предприятие не должны нарушать это Условие 4(j); если КМГ или какое-либо Существенное дочернее предприятие не оплачивают или не погашают или не требуют оплатить или погасить какой-либо налог, отчисление, издержки или требование (a) если такая сумма, применимость или действительность оспаривается добросовестно надлежащим судебным разбирательством и для которой надлежащие резервы в соответствии с МСФО (IFRS) или иные надлежащие провизии были сделаны, или (b) если неоплата или непогашение или отсутствие требования оплатить или погасить такую сумму, вместе со всеми другими неоплаченными или непогашенными налогами, отчислениями, издержками и требованиями не составят Существенные неблагоприятные последствия.

(k) Справки должностных лиц

(i) В течение 14 дней с даты любого запроса Доверительного управляющего, КМГ должен предоставить Доверительному управляющему письменное уведомление в форме Справки должностного лица с указанием произошел ли какой-либо Потенциальный Случай невыполнения обязательств или Случай невыполнения обязательств или иной случай, и если он произошел и продолжается, то какие действия КМГ предпринимает или предлагает предпринять в их отношении, и что КМГ выполнил свои обязательства по Договору о доверительном управлении.

(ii) КМГ одновременно с предоставлением ежегодной финансовой отчетности КМГ, проверенной Аудиторами, в соответствии с Условием 4(e)(i) и в течение 30 дней с даты запроса от Доверительного управляющего, предоставит Доверительному управляющему Справку должностного лица с указанием того, какие компании были, на дату не ранее 20 дней до даты такой Справки, Существенными дочерними предприятиями или Миноритарными компаниями, в зависимости от обстоятельств.

(iii) После возникновения какого-либо вопроса или события, оговоренного в Облигации или Договоре о доверительном управлении, когда Облигации или Договор о доверительном управлении предусматривают определение того имеет ли или будет ли иметь такой вопрос или событие Существенные неблагоприятные последствия, КМГ, по требованию Доверительного управляющего, должен предоставить Доверительному управляющему Справку должностного лица с указанием имеет ли или будет ли иметь такой вопрос или событие Существенные неблагоприятные последствия, с включением такой дополнительной информации, которая может потребоваться для подтверждения такого определения. Доверительный управляющий должен иметь право полагаться на Справку должностного лица исключительно от

КМГ, с указанием имеет ли или будет ли иметь такой вопрос Существенные неблагоприятные последствия.

(l) Изменение бизнеса

КМГ не будет сам и должен обеспечить, что никакое Существенное дочернее предприятие не будет участвовать в каком-либо бизнесе, кроме Разрешенного бизнеса.

5. Определение ставки вознаграждения и прочие расчеты

(a) Облигации с фиксированной ставкой вознаграждения: Вознаграждение по каждой Облигации с фиксированной ставкой вознаграждения начисляется на непогашенную номинальную сумму (или, если она частично оплачена, то на выплаченную сумму), начиная (включительно) с Даты начала начисления вознаграждения по годовой ставке (ставкам) (выраженной в процентах), равной Ставке (ставкам) вознаграждения, такое вознаграждение подлежит выплате за прошедший период на каждую Дату выплаты вознаграждения вплоть до Даты погашения.

Если в Окончательных условиях указана Фиксированная сумма купона или Неполная сумма, то сумма вознаграждения, подлежащая выплате на каждую Дату выплаты вознаграждения, будет равна Фиксированной сумме купона или, если применимо, указанной таким образом Неполной сумме, и в случае Неполной суммы, подлежит выплате на определенную Дату (Даты) выплаты вознаграждения, оговоренную в Окончательных условиях.

(b) Вознаграждение по облигациям с плавающей ставкой и нотам с индексированной процентной ставкой:

(i) Даты выплаты вознаграждения: Вознаграждение по каждой Облигации с плавающей ставкой вознаграждения и Облигации с индексированной процентной ставкой начисляются на непогашенную номинальную сумму (или, если это частично оплаченная нота, то на выплаченную сумму), с Даты начала начисления вознаграждения по годовой ставке (выраженной в процентах), равной Ставке вознаграждение; такое вознаграждение подлежит выплате за прошедший период на каждую Дату выплаты вознаграждения. Такая Дата(ы) выплаты вознаграждения либо представлена(ы) в Окончательных условиях как Оговоренные даты выплаты вознаграждения или, если Оговоренная(ые) дата(ы) выплаты вознаграждения не представлена(ы) в Окончательных условиях, то Дата выплаты вознаграждения будет означать каждую дату, которая выпадает через определенное количество месяцев или иной период, указанный в Окончательных условиях, как Период начисления вознаграждения, или в случае первой Даты выплаты вознаграждения – после Даты начала начисления вознаграждения.

(ii) *Условие рабочего дня*: Если любая дата, на которую дается ссылка в данных Условиях, определена как подлежащая корректировке в соответствии с Условием рабочего дня, которая в противном случае приходилась бы на день, который не является рабочим днем, то если указанное Условие рабочего дня является (A) Условием рабочего дня с плавающей ставкой, то такая дата переносится на следующий день, который является Рабочим днем, за исключением случаев, когда в результате такого переноса она будет приходиться на следующий календарный месяц, в этом случае (x) такая дата переносится на более раннюю дату, непосредственно предшествующую Рабочему дню, и (y) каждая последующая такая дата будет являться последним Рабочим днем месяца, в котором такая дата бы выпадала, если бы

она не подлежала корректировке; (B) Условием следующего рабочего дня, то такая дата будет перенесена на следующий день, являющийся Рабочим днем; (C) Модифицированным условием следующего рабочего дня, то такая дата будет перенесена на следующий день, являющийся Рабочим днем, за исключением случаев, когда в результате такого переноса такая дата будет приходиться на следующий календарный месяц, в этом случае такая дата должна быть перенесена на более раннюю дату, непосредственно предшествующую Рабочему дню, или (D) Условием предшествующего рабочего дня, то такая дата должна быть перенесена на более раннюю дату – непосредственно предшествующий рабочий день.

(iii) Ставка вознаграждения для Облигаций с плавающей ставкой: Ставка вознаграждения в отношении Облигаций с плавающей ставкой для каждого Периода начисления вознаграждения должна определяться способом, указанным в Окончательных условиях, и должны быть применены указанные далее положения, касающиеся либо Подсчета по методу ISDA (Международная ассоциация банков, специализирующихся на свопах) или Подсчет с выборочной ставкой, в зависимости от того, какой из них указан в Окончательных условиях.

(A) Подсчет по методу ISDA для Облигаций с плавающей ставкой.

В том случае, если Подсчет по методу ISDA указан в Окончательных условиях как способ, посредством которого должна быть определена Ставка вознаграждения, то Ставка вознаграждения для каждого Периода начисления вознаграждения должна определяться Агентом по расчетам как ставка, равная соответствующей ставке ISDA. Для целей данного подпункта (A), «**Ставка ISDA**» для Периода начисления вознаграждения означает ставку, равную Плавающей ставке, которая будет определена Агентом по расчетам по Сделке своп в соответствии с условиями соглашения, в которое включены Определения ISDA, и в соответствии с которым:

(x) Опцион с плавающей ставкой является таким, как это определено в Окончательных условиях;

(y) Установленный срок погашения является периодом, указанным в Окончательных условиях; и

(z) Соответствующая Дата изменения плавающей ставки вознаграждения в долгосрочном свопе является первым днем такого Периода начисления вознаграждения, если иное не указано в Окончательных условиях.

Для целей данного подпункта (A), «**Плавающая ставка**», «**Агент по расчетам**», «**Опцион с плавающей ставкой**», «**Установленный срок погашения**», «**Дата изменения плавающей ставки вознаграждения в долгосрочном свопе**» и «**Сделка своп**» имеют значения, предписанные данным терминам в Определениях ISDA.

(B) Подсчет с выборочной ставкой для Облигаций с плавающей ставкой вознаграждения

В том случае, если Подсчет с выборочной ставкой определен в Окончательных условиях как способ определения Ставки вознаграждения, то Ставка вознаграждения для каждого Периода

начисления вознаграждения должна быть определена Агентом по расчетам на Соответствующее время или до Соответствующего времени на Дату определения вознаграждения в отношении такого Периода начисления вознаграждения в соответствии со следующими условиями:

(x) Если Первичным источником для Плавающей ставки является Страница, см. далее, то Ставкой вознаграждения будет являться:

(I) Соответствующая ставка (в этом случае такая Соответствующая ставка на такой Странице представляет собой составную котировку или обычно предоставляется одной организацией); или

(II) среднее арифметическое значение Соответствующих ставок Субъектов, Соответствующие ставки которых появляются на такой Странице, в каждом случае появляются на такой Странице в Соответствующее время на Дату определения вознаграждения;

(y) если Первичным источником для определения Плавающей ставки являются Банки-ориентиры, или если применяется подпункт (x)(I) и Соответствующая ставка не появляется на Странице в Соответствующее время на Дату определения вознаграждения, или если применяется вышеприведенный подпункт (x)(II) и менее чем две Соответствующие ставки появляются на Странице в Соответствующее время на Дату определения вознаграждения, как указывается далее, Ставка вознаграждения будет определяться как среднее арифметическое Соответствующих ставок, которые каждый Банк-ориентир предлагает для ведущих банков в Соответствующем финансовом центре на Соответствующее время на Дату определения вознаграждения, установленные Агентом по расчетам; и

(z) если применяется вышеуказанный пункт (y) и Агент по расчетам определит, что менее двух Банков-ориентиров предлагают таким образом Соответствующие ставки, как указывается далее, то Ставка вознаграждения будет представлять собой среднее арифметическое годовых ставок (в процентах), которые Агент по расчетам определяет как ставки (наиболее приближенные к Контрольному ориентиру) в отношении Репрезентативной суммы в определенной валюте, которые не менее двух из пяти ведущих банков, выбранных Агентом по расчетам в основном финансовом центре страны Определенной валюты, или если Определенной валютой является евро, то в Европе (**Основной финансовый центр**) предлагают на или до Соответствующего времени на дату, на которую такие банки обычно назначают такие ставки на период, начинающийся с Даты вступления в силу для периода, эквивалентного Оговоренной дюрации (I) для ведущих банков, осуществляющих деятельность в Европе, или (если Агент по расчетам определит, что менее двух таких банков назначают ставки для ведущих банков в Европе) (II) для ведущих банков,

осуществляющих деятельность в Основном финансовом центре, за исключением случаев, когда менее двух таких банков назначают, таким образом, ставки для ведущих банков в Основном финансовом центре, то Ставкой вознаграждения будет являться Ставка вознаграждения, определенная на предыдущую Дату расчета вознаграждения (после корректировки с учетом любой разницы между Маржой, Мультипликатором ставки или Максимальной или Минимальной Ставкой вознаграждения, применимыми к предшествующему Периоду начисления вознаграждения и соответствующему Периоду начисления вознаграждения).

(iv) *Ставка вознаграждения для Облигаций с индексированной ставкой вознаграждения*: Ставка вознаграждения в отношении Облигаций с индексированной ставкой вознаграждения будет определяться способом, указанным в Окончательных условиях, и вознаграждение будет начисляться со ссылкой на Индекс или Формулу, как указано в Окончательных условиях.

(c) Облигации с нулевым купоном: В том случае, если Облигация, для которой в качестве Основы для расчета вознаграждения указан Нулевой купон, подлежит погашению до наступления Даты погашения, и если она не будет погашена при наступлении срока, то суммой, причитающейся к уплате до Даты погашения, будет являться Сумма досрочного погашения такой Облигации. А с даты наступления платежа Ставкой вознаграждения для любой непогашенной основной суммы такой Облигации будет являться ставка в год (в процентах), равная Доходности при погашении (как описывается в Условии 6(b)(i)).

(d) Двухвалютные Облигации: В случае Двухвалютных Облигаций, если ставка или сумма вознаграждения должны быть определены путем ссылки на Курс обмена или посредством метода расчета Курса обмена, то ставка или сумма вознаграждения, подлежащие выплате, должны определяться в соответствии со способом, оговоренным в Окончательных условиях.

(e) Частично оплаченные Облигации: В случае Частично оплаченных Облигаций (отличных от Частично оплаченных Облигаций, которые являются Облигациями с нулевой ставкой купона), вознаграждение будет начисляться, как указано выше, в отношении выплаченной номинальной суммы таких Облигаций или иным способом, оговоренным в Окончательных условиях.

(f) Начисление вознаграждения: Начисление вознаграждения по каждой Облигации прекращается на дату погашения, если только после предъявления должным образом выплата необоснованно задерживается или в выплате отказано, в этом случае начисление процентов продолжается (также как и до вынесения решения) по Ставке процента в порядке, предусмотренном в данном Условии 5 до Соответствующей даты (как определено в Условии 8).

(g) Маржа, Максимальные/Минимальные ставки вознаграждения, Сумма частичного платежа и Сумма погашения, Мультипликаторы ставки и Округление:

i. Если в Окончательных условиях какая-либо Маржа или Мультипликатор ставки указаны (либо (x) в целом, либо (y) в отношении одного или более Периодов начисления вознаграждения), необходимо произвести корректировку всех Ставок вознаграждения в случае применения пункта (x) или Ставок вознаграждения для определенных Периодов начисления вознаграждения в случае применения пункта (y), рассчитанную в

соответствии с вышеприведенным Условием 5(b), путем сложения (при положительном числе) или вычитания абсолютного значения (при отрицательном числе) такой Маржи или умножения на такой Мультипликатор ставки, при постоянном соблюдении положения, указанного в следующем пункте.

ii. Если Максимальная или Минимальная ставка вознаграждения, Сумма частичного платежа или Сумма погашения оговорены в Окончательных условиях, то любая Ставка вознаграждения, Сумма частичного платежа или Сумма погашения подпадают под такой максимум или минимум, в зависимости от обстоятельств.

iii. Для целей любых расчетов, требуемых в соответствии с данными Условиями (если не указано иное), (x) все проценты, полученные в результате таких расчетов, должны быть округлены, в случае необходимости, до ближайшей стотысячной доли процентного пункта (при этом половины округляются в большую сторону), (y) все цифры должны быть округлены до седьмой значащей цифры (при этом половины округляются в большую сторону) и (z) все суммы в валютах, причитающиеся к выплате, должны быть округлены до ближайшей единицы такой валюты (при этом половины округляются в большую сторону), за исключением случаев использования йен, которые округляются в сторону понижения до ближайшей йены. Для данных целей «единица» означает наименьшую сумму в такой валюте, которая имеется в наличии как законное платежное средство в стране или странах (в зависимости от обстоятельств) такой валюты.

(h) Расчеты: Сумма вознаграждения к выплате в отношении любой Облигации за любой период рассчитывается путем умножения произведения Ставки вознаграждения и непогашенной номинальной суммы такой Облигации на Коэффициент расчета дней, если только Сумма вознаграждения (или формула для ее расчета) не указана в отношении такого периода, в каковом случае сумма вознаграждения к выплате по такой Облигации за такой период будет равна такой Сумме вознаграждения (или должна быть рассчитана в соответствии с такой формулой). В том случае если Процентный период включает два или более Периодов начисления вознаграждения, сумма вознаграждения к выплате в отношении такого Процентного периода представляет собой сумму сложения сумм вознаграждения к выплате по каждому из указанных Периодов начисления вознаграждения.

(i) **Определение и публикация Ставок вознаграждения, Суммы вознаграждения, Суммы окончательного погашения, Суммы досрочного погашения, Суммы добровольного погашения и Суммы частичного погашения:** В максимально короткий срок после Соответствующего времени на каждую Дату определения вознаграждения или в такое иное время на такую дату, на которую от Агента по расчетам могут потребовать рассчитать любую ставку или сумму, получить любую котировку или произвести определение или расчет, он должен будет определить такую ставку или рассчитать Суммы вознаграждения в отношении каждой Облигации определенной деноминации для соответствующего Периода начисления вознаграждения, рассчитать Сумму окончательного погашения, Сумму досрочного погашения, Сумму добровольного погашения или Сумму частичного платежа, получить такую котировку или произвести такое определение или расчет, в зависимости от обстоятельств, и привести Ставку вознаграждения и Суммы вознаграждения для каждого Процентного периода и соответствующую дату выплаты вознаграждения, и, если требуется, рассчитать Сумму окончательного погашения, Сумму досрочного погашения, Сумму добровольного погашения или Сумму любого

Частичного платежа, которые должны быть доведены до сведения Доверительного управляющего, Эмитента и, если Эмитентом является KMG Finance, КМГ, каждого Платежного агента, Держателей Облигаций и любого иного Агента по расчетам, назначенного в отношении Облигаций, который должен произвести дальнейший расчет после получения такой информации, и если Облигации обращаются на фондовой бирже и этого требуют правила такой биржи или иного соответствующего органа, то представить такой бирже или иному соответствующему органу в максимально короткий срок после определения указанных сумм, но в любом случае не позже, чем (i) начало соответствующего Процентного периода, если они будут определены до такого времени в случае уведомления такой биржи относительно Ставки вознаграждения, Суммы вознаграждения, или (ii) во всех остальных случаях не позже четвертого Рабочего дня после такого определения. В том случае если любая Дата выплаты вознаграждения или Дата процентного периода подлежат корректировке в соответствии с Условием 5(b)(ii), то Суммы вознаграждения и Дата выплаты вознаграждения, публикуемые таким образом, могут быть впоследствии изменены (или соответствующие альтернативные меры приняты с согласия Доверительного управляющего посредством корректировки) без уведомления в случае продления или сокращения Процентного периода. Если погашение и выплата по Облигациям наступают в соответствии с Условием 10, то начисление вознаграждения и расчет Ставки вознаграждения в отношении Облигаций будут, тем не менее, продолжаться, как и ранее, в соответствии с данным Условием, но публикации Ставки вознаграждения или Суммы вознаграждения, рассчитанных таким образом, не требуется, если только Доверительный управляющий не потребует иного. Определение любой ставки или сумм, получение каждой котировки и проведение такого определения или расчета Агентом (Агентами) по расчетам должно (при отсутствии явной ошибки) быть окончательным и обязательным для всех сторон.

(j) Определение или расчет, произведенные Доверительным управляющим: Если Агент по расчетам в любой момент времени и по любой причине не определит или не рассчитает Ставку вознаграждения или любую Сумму вознаграждения за любой Процентный период, или любую Сумму окончательного погашения, Сумму досрочного погашения, Сумму добровольного погашения, то это может быть сделано Доверительным управляющим (или Доверительный управляющий может назначить агента от своего имени для осуществления такого определения или расчета) и такое определение и расчет будут рассматриваться как осуществленные Агентом по расчетам. При этом Доверительный управляющий может применять вышеприведенные положения данного Условия с любыми необходимыми последующими поправками, в той степени, в которой, по его мнению, это может быть сделано, во всех остальных отношениях он может осуществить указанное в таком порядке, который он считает справедливым и обоснованным при всех сложившихся обстоятельствах.

6. Погашение, покупка и опционы

(a) Погашение в рассрочку и окончательное погашение

(i) Если Облигация не погашена, не выкуплена и не аннулирована ранее, как указано в настоящем Условии 6, и соответствующая Дата взноса (одна из дат, определенных таким образом в Окончательных условиях) не перенесена по опциону Эмитента или Держателя облигаций в соответствии с Условиями 6(d), 6(e) или 6(f), каждая Облигация, предусматривающая Даты взноса и Суммы взноса, погашается частично в каждую Дату взноса в размере соответствующей Суммы взноса, указанной в Окончательных условиях. Непогашенная номинальная стоимость каждой такой Облигации уменьшается на Сумму взноса (или, если Сумма взноса

рассчитывается пропорционально номинальной стоимости такой Облигации, на такую пропорциональную часть) в соответствующую Дату взноса во всех целях; при этом, если выплата Суммы взноса не производится в надлежащем порядке или в такой выплате отказано по предъявлении соответствующей Квитанции, такая стоимость остается непогашенной до Соответствующей даты, относящейся к такой Сумме взноса.

(ii) Если Облигация не погашена, не выкуплена и не аннулирована ранее, как указано ниже, и срок ее погашения не продлен по опциону Эмитента или Держателя облигаций в соответствии с Условиями 6(d), 6(e) или 6(f), каждая Облигация подлежит окончательному погашению в Дату погашения, указанную в Окончательных условиях, в размере Суммы окончательного погашения (которая составляет номинальную стоимость такой Облигации, если в Окончательных условиях не указано иное) или, если на Облигацию распространяются условия вышеприведенного пункта (i), в размере окончательной Суммы взноса.

(b) Досрочное погашение:

(i) *Облигации с нулевым купоном:*

(A) Сумма досрочного погашения, подлежащая выплате в отношении Облигации с нулевым купоном, Сумма досрочного погашения которой не привязана к индексу и / или формуле, равна – в случае погашения такой Облигации в соответствии с Условием 6(c) или при наступлении срока погашения такой Облигации в соответствии с Условием 10 – Амортизированной номинальной сумме (рассчитанной, как показано ниже) такой Облигации, если в Окончательных условиях не определено иное.

(B) С учетом нижеприведенного подпункта (C), Амортизированная номинальная сумма Облигации равна плановой Сумме окончательного погашения такой Облигации на Дату погашения, дисконтированной на годовую ставку (выраженную в процентах), равную Амортизационной доходности (которая – если в Окончательных условиях не указано соответствующее значение – равна такой ставке, которая составила бы Амортизированную номинальную сумму, равную цене выпуска Облигаций, если бы их стоимость дисконтировалась до цены выпуска в Дату эмиссии), начисляемой ежегодно.

(C) Если Сумма досрочного погашения, подлежащая выплате в отношении такой Облигации – в случае ее погашения в соответствии с Условием 6(c) или при наступлении срока погашения в соответствии с Условием 10, – не выплачивается в установленный срок, Сумма досрочного погашения, подлежащая выплате в отношении такой Облигации, составит Амортизированную номинальную сумму такой Облигации, как указано в подпункте (B) выше; при этом указанный подпункт имеет силу, как если бы дата, в которую наступает срок выплаты по Облигации, была Соответствующей датой. Расчет Амортизированной номинальной суммы в соответствии с настоящим подпунктом производится (в т. ч. до и после вынесения соответствующего судебного решения) до Соответствующей даты, кроме случаев, когда Соответствующая дата приходится на Дату погашения или более позднюю дату, и тогда сумма, подлежащая выплате, будет равна плановой Сумме окончательного погашения по такой Облигации на Дату погашения, включая все проценты, начисленные в соответствии с Условием 5(c).

Если такой расчет производится за период менее одного года, он должен быть

произведен на основе Базы для расчета дней, приведенной в Окончательных условиях.

(ii) *Другие Облигации:* Сумма досрочного погашения, подлежащая выплате в отношении Облигации (помимо Облигаций, указанных выше в пункте (i)) – в случае погашения такой Облигации в соответствии с Условием 6(c) или при наступлении срока *погашения* такой Облигации в соответствии с Условием 10, – равна Амортизированной номинальной сумме, если в Окончательных условиях не определено иное.

(c) Погашение в налоговых целях: Облигации могут быть погашены по решению Эмитента полностью (не частично) в любую Дату выплаты вознаграждения или – если указано в Окончательных условиях – в любой момент посредством направления Держателям облигаций (безотзывного) извещения не менее чем за 30 и не более чем за 60 дней в размере Суммы досрочного погашения (см. Условие 6(b) выше) (включая проценты, начисленные до установленной даты погашения), если непосредственно перед тем как направить такое извещение, Эмитент предоставил Доверительному управляющему доказательства того, что (a) (i) Эмитент обязан или будет обязан выплатить дополнительные суммы, как указано в Условии 8, в результате внесения изменений или дополнений в законодательство или нормативные акты Нидерландов (в случае KMG Finance) или Казахстана (в случае КМГ), административно-территориальных единиц Нидерландов или государственных органов Нидерландов, имеющих право взимать налоги в Нидерландах, или соответствующей административно-территориальной единице Нидерландов или в результате изменения порядка применения или официального толкования такого законодательства или нормативных актов (в т.ч. по решению суда компетентной юрисдикции), если такие изменения или дополнения вступают в силу в дату, в которую достигнуто соглашение об эмиссии первого Транша Облигаций, или в более позднюю дату, и (ii) KMG Finance не может избежать такой обязанности, приняв доступные ему разумные меры, или (b) (i) касательно Облигаций, выпущенных KMG Finance, КМГ обязан или (при предъявлении требования по Гарантии) будет обязан выплатить дополнительные суммы, как указано в Условии 8 или в Гарантии (в зависимости от того, что применимо), или производить какие-либо удержания или вычеты типов, указанных в Условии 8 или в Гарантии (в зависимости от того, что применимо), из каких-либо сумм, выплачиваемых KMG Finance, чтобы KMG Finance мог осуществить выплату суммы основного долга или процентов по Облигации – в каждом случае если соответствующие суммы превышают суммы, которые должны были быть выплачены, если бы платеж должен был быть произведен до даты, в которую достигнуто соглашение об эмиссии первого Транша Облигаций – в результате внесения изменений или дополнений в законодательство или нормативные акты Республики Казахстан, ее административно-территориальных единиц или государственных органов, имеющих право взимать налоги в Республике Казахстан или соответствующей административно-территориальной единице Республики Казахстан, или в результате изменения порядка применения или официального толкования такого законодательства или нормативных актов (в т.ч. по решению суда компетентной юрисдикции), если такие изменения или дополнения вступают в силу в дату, в которую достигнуто соглашение об эмиссии первого Транша Облигаций, или в более позднюю дату, и (ii) КМГ (или KMG Finance , в зависимости от того, что применимо) не может избежать такой обязанности, приняв доступные ему разумные меры; при этом извещение о погашении не может быть направлено ранее, чем за 90 дней до даты (в зависимости от того, какая из указанных дат наступит раньше), в которую Эмитент, или, если Эмитентом является KMG Finance, КМГ был бы обязан выплатить такие дополнительные суммы или в которую КМГ был бы обязан осуществить такие удержания или вычеты, если бы наступил срок платежа по Облигациям или (если применимо) было предъявлено требование по Гарантии (в зависимости от того, что применимо), или в которую КМГ был бы обязан произвести платеж KMG Finance, чтобы KMG Finance мог выплатить сумму основного долга или вознаграждения по Облигациям, если бы такие суммы подлежали выплате по Облигациям в соответствующий момент времени. До публикации извещения о погашении в соответствии с условиями настоящего пункта Эмитент должен вручить Доверительному управляющему: (1) свидетельство, подписанное двумя директорами

Эмитента (или КМГ, в зависимости от того, что применимо), о том, что Эмитент имеет право осуществить такое погашение, с изложением фактов, доказывающих исполнение отлагательных условий в отношении права Эмитента осуществить такое погашение, и (2) заключение признанных независимых юрисконсультов, удовлетворяющее Доверительного управляющего по форме и содержанию, о том, что Эмитент или (в зависимости от того, что применимо) КМГ обязан или будет обязан выплатить такие дополнительные суммы; Доверительный управляющий имеет право принять такое свидетельство и заключение как достаточное доказательство выполнения отлагательных условий, изложенных выше в пунктах (a)(ii) и (или) (b)(ii), и в таком случае такие доказательства имеют окончательную и обязательную силу для Держателей облигаций.

(d) Погашение по опциону Держателей облигаций в связи с Изменением статуса: Если в течение периода, пока Облигация остается непогашенной, происходит Изменение статуса, соответствующий Эмитент должен – по опциону держателя такой Облигации, при условии, что держатель такой Облигации направил Эмитенту соответствующее извещение не менее чем за 15 и не более чем за 30 дней – погасить такую Облигацию в Дату (Даты) произвольного погашения по цене в 101% от суммы основного долга по такой Облигации, включая вознаграждение, начисленное до Даты продажи в связи с изменением статуса (см. определение ниже; не включительно) (или – в случае покупки – с добавлением суммы, равной сумме такого вознаграждения).

Такой опцион («**Опцион на продажу в связи с изменением статуса**») действует, как указано ниже.

Если происходит Изменение статуса, в течение 14 дней с Изменения статуса Эмитент должен направить извещение («**Извещение об изменении статуса**») Держателям облигаций в соответствии с Условием 16 с указанием характера Изменения статуса и процедуры исполнения Опциона на продажу в связи с изменением статуса; при этом, если Доверительному управляющему становится известно об Изменении статуса (а Эмитент не выполнил указанное обязательство), Доверительный управляющий может и должен – по просьбе держателей как минимум одной пятой части суммы основного долга по непогашенным Облигациям – направить такое Извещение об изменении статуса.

Для исполнения Опциона на продажу в связи с изменением статуса держатель Облигаций должен доставить в указанный офис Платежного агента в любой Рабочий день в период, начинающийся с даты Изменения статуса и заканчивающийся через 90 дней после наступления такой даты или (в зависимости от того, что наступит позже) через 90 дней после вручения Держателям облигаций Извещения об изменении статуса в соответствии с настоящим Условием 6(d) («**Срок продажи в связи с изменением статуса**»), подписанное и заполненное извещение об исполнении опциона, составленное в форме (которая действует на соответствующий момент времени и может – если сертификат на такие Облигации хранится в клиринговой системе – быть любой формой, отвечающей требованиям клиринговой системы и врученной в порядке, отвечающем требованиям клиринговой системы), которая может быть получена в любом указанном офисе любого Платежного агента («**Извещение об опционе на продажу в связи с изменением статуса**»), в котором держатель должен указать банковский счет (или, если платеж должен быть произведен в форме чека, адрес), на который должен быть произведен платеж в соответствии с настоящим пунктом, и к которому должен быть приложен сертификат на такие Облигации или документы, отвечающие требованиям соответствующего Платежного агента и подтверждающие, что сертификат на такие Облигации будет передан ему после вручения Извещения об опционе на продажу в связи с изменением статуса.

Эмитент по своему усмотрению погашает или покупает (или обеспечивает покупку) Облигации, являющиеся предметом Извещения об опционе на продажу в связи с изменением статуса, в дату («**Дата продажи в связи с изменением статуса**»),

наступающую через семь дней после истечения Срока продажи в связи с изменением статуса, если такие Облигации не будут погашены, куплены или аннулированы ранее. Извещение об опционе на продажу в связи с изменением статуса, направленное держателем Облигации, является безотзывным, за исключением случаев, когда до даты погашения наступает и не устранено Событие дефолта, в случае чего такой держатель может, по своему усмотрению, отозвать Извещение об опционе на продажу в связи с изменением статуса, направив соответствующее извещение Эмитенту.

В контексте настоящего Условия 6(d):

«Изменение статуса» считается наступившим по факту наступления любого из нижеперечисленных событий:

i. завершение какой-либо сделки (включая, без ограничения, слияние или консолидацию), в результате которой Республика Казахстан и (или) любой другой федеральный или государственный орган, имеющий соответствующие полномочия владеть акциями КМГ, прекращают владеть 100 процентами выпущенного непогашенного акционерного капитала КМГ, наделенного правами голоса, и контролировать такой капитал (прямо или косвенно); или

ii. КМГ перестает быть «национальной компанией» в значении, приведенном в Статье 1 Закона Республики Казахстан № 291-IV «О недрах и недропользовании» от 24 июня 2010г. («**Закон о недропользовании**»); или

iii. внесение каких-либо изменений в такие законы, в результате которых КМГ перестает действовать в качестве агента Казахстана в отношении отечественных соглашений о разделе продукции или утрачивает право на использование преимущественного права в отношении долей участия и операционных прав во всех новых месторождениях углеводородов в Казахстане, отчужденное согласно положением статей 12 и 13 «Закона о недропользовании»; или утрачивает право на использование 50% долей участия во всех новых внешних контрактов, как определено в статье 93,3 «Закона о недропользовании»; или

iv. негативное изменение рейтинга в течение шести месяцев, следующих за реорганизацией, произведенной КМГ (прямо или косвенно) или Крупным дочерним предприятием в соответствии с Условием 4(h)(i) и (ii), по причине такой реорганизации.

(e) Погашение по опциону Эмитента и исполнение опционов Эмитента: Если Окончательные условия предусматривают Опцион на покупку, Эмитент имеет право, направив безотзывное извещение Держателям облигаций не менее чем за 15 и не более чем за 30 дней (или в другой срок, установленный в Окончательных условиях), погасить или исполнить его опцион (определенный в Окончательных условиях) в отношении всех или (если предусмотрено) части Облигаций в любую Дату произвольного погашения или Дату исполнения опциона (в зависимости от того, что применимо). Погашение Облигаций осуществляется на Сумму произвольного погашения, включая проценты, начисленные до установленной даты погашения. Погашение или исполнение опциона могут быть осуществлены в отношении Облигаций номинальной стоимостью не меньше Минимальной суммы погашения, указанной в Окончательных условиях, и не больше Максимальной суммы погашения, указанной в Окончательных условиях.

Все Облигации, в отношении которых направлено такое извещение, должны быть погашены, и опцион Эмитента должен быть исполнен в дату, указанную в извещении, в соответствии с настоящим Условием.

В случае частичного погашения или частичного исполнения опциона Эмитента в извещении Держателям облигаций должна быть указана номинальная стоимость погашаемых Облигаций и держатель (держатели) таких Облигаций, которые подлежат

погашению или в отношении которых был исполнен такой опцион, и такие Облигации погашаются в месте, утвержденном Доверительным управляющим, в установленном им порядке при условии соблюдения применимого законодательства и требований фондовой биржи или другого соответствующего органа. До тех пор пока Облигации включены в Официальный список Управления финансовых услуг и принимаются к торгам на Фондовой бирже или любой другой фондовой бирже, и до тех пор пока действуют соответствующие требования такой фондовой биржи, Эмитент должен один раз в год, в котором было произведено частичное погашение Облигаций, организовать публикацию в ведущей тиражной газете Лондона или в другом источнике, указанном такой фондовой биржей, извещения с указанием совокупной номинальной стоимости непогашенных Облигаций и списка Облигаций, выставленных, но не предъявленных на погашение.

(f) Погашение по опциону Держателей облигаций и исполнение опционов Держателей облигаций: Если Окончательные условия предусматривают Опцион на продажу, Эмитент должен – по опциону держателя такой Облигации, при условии, что держатель такой Облигации направил Эмитенту соответствующее извещение не менее чем за 15 и не более чем за 30 дней (или в другой срок, установленный в Окончательных условиях) – погасить такую Облигацию в Дату (Даты) произвольного погашения на Сумму произвольного погашения, включая вознаграждение, начисленное до установленной даты погашения (не включительно).

Для исполнения такого опциона или любого другого опциона Держателей облигаций, который может быть предусмотрен Окончательными условиями (который должен быть исполнен в Дату исполнения опциона), держатель должен передать Облигацию (Облигации) Регистратору или любому Трансфертному агенту в указанном офисе такого Регистратора или Трансфертного агента, приложив к ней заполненное извещение об исполнении опциона (**«Извещение об исполнении»**), составленное в форме, которую можно получить у любого Платежного агента, Регистратора или любого Трансфертного агента (в зависимости от того, что применимо) в течение срока предъявления извещения. Переданные таким образом Облигации и исполненные опционы не могут быть отозваны (если Агентским соглашением не предусмотрено иное) без предварительного согласия Эмитента.

(g) Частично оплаченные Облигации: Частично оплаченные Облигации погашаются при наступлении срока погашения, досрочно или в ином порядке в соответствии с положениями настоящего Условия и положениями Окончательных условий.

(h) Покупка: KMG Finance, КМГ и любое из их дочерних предприятий могут покупать Облигации на открытом рынке или в ином порядке по любой цене и в любое время.

(i) Аннулирование: Все Облигации, купленные KMG Finance, КМГ или их дочерними предприятиями или от их имени, могут оставаться в их собственности, быть перепроданы или, по решению Эмитента, предъявлены на аннулирование посредством передачи Облигаций Регистратору, в случае чего такие Облигации аннулируются немедленно со всеми Облигациями, погашенными Эмитентом. Облигации, переданные на аннулирование, не могут быть перевыпущены или перепроданы, и обязательства Эмитента и, если Эмитентом является KMG Finance, КМГ в отношении таких Облигаций считаются выполненными.

7. Выплаты

(a) Выплата суммы основного долга и вознаграждения:

(i) Выплата суммы основного долга (которая, в целях настоящего Условия 7(a), включает окончательные Суммы взноса, но не другие Суммы взноса) в отношении Облигаций производится по факту предъявления и сдачи соответствующих Облигаций в указанный офис любого из Трансфертных агентов или Регистратора в порядке, установленном ниже в пункте (ii).

(ii) Проценты (которые, в целях настоящего Условия 7(a), включают все Суммы взноса, кроме окончательной Суммы взноса) по Облигациям выплачиваются Лицу, внесенному в Реестр на момент завершения рабочего времени в пятнадцатый день до наступления срока выплаты вознаграждения («**Дата записи**»). Выплата вознаграждения по каждой Облигации производится в соответствующей валюте посредством чека, выставленного на банк и отправленного незастрахованной почтой держателю (или первому из указанных совместных держателей) такой Облигации по его адресу, указанному в Реестре. Держатель таких Облигаций не имеет право на получение процентов или других платежей в случае задержки каких-либо выплат по таким Облигациям, если чек, отправленный в соответствии с настоящим Условием, был доставлен после наступления срока платежа или был утерян на почте. По заявлению держателя, представленному в указанный офис Регистратора или любого Трансфертного агента до Даты записи, выплата вознаграждения может быть произведена перечислением на банковский счет получателя платежа, открытый в соответствующей валюте.

(b) Выплаты в соответствии с законодательством: Все выплаты осуществляются в соответствии с применимыми требованиями налогового и другого законодательства, нормативных положений и директив, но без ограничения положений Условия 8. Держатели облигаций не обязаны уплачивать комиссии или оплачивать расходы в связи с осуществлением таких выплат.

(c) Назначение Агентов: Платежные агенты, Регистратор, Трансфертные агенты и Расчетный агент, первоначально назначенные KMG Finance и КМГ, и их соответствующие офисы, перечислены ниже. Платежные агенты, Регистратор, Трансфертные агенты и Расчетный агент действуют исключительно как агенты KMG Finance, КМГ и, в определенных обстоятельствах, Доверительного управляющего и не принимают каких-либо обязательств, агентских функций или функций доверительного управления в отношении Держателей облигаций. KMG Finance и КМГ сохраняют право – в любой момент с разрешения Доверительного управляющего – изменить или прекратить полномочия любого Платежного агента, Регистратора, любого Трансфертного агента или Расчетного агента (Расчетных агентов) и назначить дополнительных или других Платежных агентов или Трансфертных агентов, при условии, что в любой момент времени у Эмитента имеется: (i) Главный платежный агент, (ii) Регистратор, (iii) Трансфертный агент, (iv) Платежный агент и Трансфертный агент с офисами в городах, указанных фондовой биржей, на которой котируются Облигации, – в каждом случае утвержденный Доверительным управляющим, – и (vi) Платежный агент с указанным офисом в государстве-члене Европейского Союза, который не обязан удерживать или вычитать налоги у источника выплаты согласно Директиве Европейского Совета 2003/48/EC или любой другой Директиве, реализующей заключения собрания Совета министров финансов и экономики от 26-27 ноября 2000 г. Извещение о любых таких изменениях или изменении указанного офиса должно быть своевременно направлено Держателям облигаций в соответствии с Условием 16.

(d) Расчетный агент и Справочные банки: Эмитент должен обеспечить наличие в любой момент времени четырех Справочных банков (или другого требуемого количества банков), имеющих офисы в Соответствующем финансовом центре, а также одного или нескольких Расчетных агентов, если их наличие предусмотрено Облигациями, в течение срока, пока какие-либо Облигации остаются непогашенными (см. определение в Трастовом договоре). Если какой-либо Справочный банк (действующий через соответствующий офис) не может или не желает выполнять функции Справочного банка, Эмитент должен (с предварительного письменного согласия Доверительного управляющего) назначить другой Справочный банк, имеющий офис в Соответствующем финансовом центре, вместо первого банка. Если в отношении Облигаций назначено несколько Расчетных агентов, ссылки на Расчетного агента в настоящих Условиях подлежат толкованию как ссылки на каждого Расчетного агента, выполняющего свои соответствующие функции в соответствии с Условиями. Если Расчетный агент не может или не желает выполнять функции Расчетного агента или не определяет

ставку вознаграждения за Период начисления вознаграждения или Период начисления вознаграждения, не рассчитывает Сумму вознаграждения, Сумму взноса, Сумму окончательного погашения, Сумму досрочного погашения или Сумму произвольного погашения (в зависимости от того, что применимо) или не выполняет любые другие требования в течение 7 дней с даты, в которую соответствующая сумма должна быть рассчитана, Эмитент должен (с предварительного письменного согласия Доверительного управляющего) назначить ведущий банк или инвестиционную банковскую фирму, осуществляющие операции на межбанковском рынке (или, если применимо, на рынке краткосрочных долговых обязательств, свопов или внебиржевом рынке индексных опционов) и наиболее тесно связанные с расчетами, которые должен производить Расчетный агент (действуя через головной офис в Лондоне или любой другой офис, осуществляющий активные операции на таком рынке), вместо первого Расчетного агента. Расчетный агент не может отказаться от своих обязанностей, если вместо него не назначен преемник, как указано выше.

Извещение о любых таких изменениях должно быть своевременно направлено Держателям облигаций.

(e) Нерабочие дни: Если дата осуществления выплаты по какой-либо Облигации не является рабочим днем, держатель не имеет право получить выплату до следующего рабочего дня и не имеет права на какие-либо проценты или иные суммы в связи с перенесением даты выплаты. В настоящем пункте **«рабочий день»** означает день (кроме субботы и воскресенья), в который банки и валютные рынки осуществляют операции в соответствующем месте предъявления в юрисдикциях, указанных в Окончательных условиях как **«Финансовые центры»**, и:

(i) (если выплата осуществляется не в евро) – если выплата должна быть произведена посредством перечисления на банковский счет в соответствующей валюте, – в который осуществляются валютные сделки в соответствующей валюте в главном финансовом центре страны такой валюты; или

(ii) (если выплата осуществляется в евро) который является Рабочим днем TARGET.

8. Налогообложение

Все платежи Эмитента или, если Эмитентом является KMG Finance, КМГ или от их имени в связи с Облигациями или (если применимо) Гарантией осуществляются без удержания каких-либо налогов, пошлин и государственных сборов любого характера, налагаемых, взимаемых или выплачиваемых Нидерландами или Республикой Казахстан, их административными единицами или органами, уполномоченными взимать налоги (вместе – **«Налоги»**), кроме случаев, когда такое удержание требуется законодательством. В последнем случае KMG Finance или КМГ (в зависимости от обстоятельств) выплачивает дополнительные суммы держателям Облигаций с тем, чтобы они получили причитающиеся им суммы без вычета Налогов, однако дополнительны суммы не выплачиваются в связи с Облигациями:

(a) Наличие других оснований: держателям (или третьим сторонам от имени держателей), которые несут ответственность по выплате таких Налогов в связи с Облигациями по причине какой-либо связи с Нидерландами или, в случае платежей, осуществляемых КМГ, с Республикой Казахстан помимо держания Облигаций или получения платежей в связи с Облигациями или (если применимо) в связи с Гарантией;

(b) Предъявление позднее 30 дней после Соответствующей даты: предъявленными (или в отношении которых предъявлена Облигация, представляющая их) для оплаты позднее 30 дней с Соответствующей даты, кроме случаев, когда держатель имеет право на получение таких дополнительных сумм после предъявления их к оплате на тридцатый день;

(c) Платежи физическим лицам: если такое удержание осуществляется с выплат физическим лицам и должно быть осуществлено в соответствии с Директивой Совета

Европы 2004/48/EC или другой Директивой, обеспечивающей реализацию выводов заседания Совета ECOFIN от 26-27 ноября 2000 г. о налогообложении дохода от сбережений, или каким-либо законом, обеспечивающим внедрение или соответствие указанной Директивы;

(d) Предъявление в другой юрисдикции: предъявленными для оплаты держателями (или от их имени), которые могли бы избежать такого удержания при предъявлении соответствующих Облигаций другому Платежному агенту в государстве-участнике Европейского Союза.

В настоящих Условиях **«Соответствующая дата»** применительно к Облигациям означает дату, в которую впервые наступает срок платежа по ней, или (если какая-либо сумма была ошибочно удержана или не выплачена) дату, в которую была осуществлена выплата полной непогашенной суммы, или (если дата наступает раньше) дату, наступающую через семь дней после даты, в которую Держателям облигаций в установленном порядке направлено было извещение о том, что при дальнейшем предъявлении Облигаций в соответствии с Условиями им будет осуществлен такой платеж, при условии, что фактически платеж осуществляется при таком предъявлении. Ссылки в настоящих Условиях на (i) **«основной долг»** включают премии, подлежащие выплате в связи с Облигациями, все Частичные платежи, Суммы окончательного погашения, Суммы досрочного погашения, Суммы погашения по выбору, Амортизированные номинальные суммы и все прочие суммы, представляющие собой основной долг и подлежащие выплате в соответствии с Условием 6 с учетом изменений и дополнений; (ii) **«проценты»** (**«вознаграждение»**) включают все Суммы вознаграждения или иные суммы, которые могут подлежать выплате в соответствии с Условием 5, а также изменения и дополнения к нему, и (iii) **«основной долг»** и (или) **«проценты»** включают дополнительные суммы, которые могут подлежать выплате в соответствии с настоящим Условием или обязательством, принятым вместо него или в дополнение к нему в Трастовом договоре.

9. Давность

Требования к KMG Finance или КМГ (в зависимости от случая) в связи с платежами по Облигациям становятся недействительными через 10 лет (применительно к основному долгу) и 5 лет (применительно к процентному вознаграждению) после Соответствующей даты.

10. События дефолта

При наступлении любого из указанных событий (**«Событие дефолта»**) Доверительный управляющий может по своему усмотрению и должен по письменному требованию держателей не менее чем одной пятой части номинальной суммы всех непогашенных Облигаций или в соответствии со Специальной резолюцией, при условии, что он огражден от ответственности удовлетворительным для него образом, направить Эмитенту извещение о том, что Облигации подлежат немедленному погашению в Сумме досрочного погашения вместе с процентным вознаграждением, начисленным до даты такого извещения:

(a) Неплатеж: Эмитент не выплатил основной долг по каким-либо Облигациям в установленный срок погашения, сделав соответствующее объявление или при иных обстоятельствах, или Эмитент не выплатил процентное вознаграждение или дополнительные суммы по каким-либо Облигациям, и такой неплатеж процентного вознаграждения или дополнительных сумм продолжается в течение пяти дней;

(b) Нарушение других обязательств: KMG Finance или КМГ (в зависимости от случая) не выполняют или иным образом нарушают какое-либо обязательство или соглашение по выпущенным ими Облигациям, Гарантии (если применимо) или Трастовому договору (кроме нарушений, особо оговоренных в настоящем Условии 10), и такое невыполнение или нарушение не устранено в течение 30 дней (или большего времени, определенного Доверительным управляющим исключительно по своему усмотрению) после направления соответствующего извещения KMG Finance или КМГ (в зависимости от обстоятельств)

Доверительным управляющим; или

(c) Перекрестное невыполнение обязательств: (i) Задолженность по Заемным средствам KMG Finance (если последний является Эмитентом), КМГ или Крупного дочернего предприятия (a) подлежит (или может быть заявлена на) погашению досрочно в результате невыполнения обязательств KMG Finance, КМГ или Крупным дочерним предприятием, или (b) не погашена при наступлении срока погашения с учетом периода отсрочки, если имеется; (ii) Гарантия задолженности, предоставленная KMG Finance, КМГ или Крупным дочерним предприятием в связи с Задолженностью по Заемным средствам другого Лица не реализована по требованию, и при этом сумма такой Задолженности по Заемным средствам превышает 50 млн долларов США (USD 50,000,000) (или эквивалентную сумму в иностранной валюте);

(d) Банкротство: (i) какое-либо Лицо начало процедуры или подало заявление для назначения конкурсного управляющего или ликвидатора в связи с неплатежеспособностью, санацией, реструктуризации долга, распределением активов и пассивов, объявлением моратория на платежи и аналогичными действиями, затрагивающими KMG Finance, КМГ или Крупное дочернее предприятие, все (или, по мнению Доверительного управляющего) почти все их имущество, и такие процедуры или назначение не были отменены и оставались в силе в течение 45 дней; (ii) KMG Finance, КМГ или Крупное дочернее предприятие начали процедуры в соответствии с применимым законодательством о банкротстве, неплатежеспособности или другим аналогичным законодательством, имеющим силу или введенным впоследствии, с целью объявления их банкротами, или согласились на применение процедур банкротства в отношении их, или направили заявление или согласие на реорганизацию в соответствии с вышеуказанным законодательством, или дали согласие на подачу такого заявления или назначение конкурсного управляющего или ликвидатора или доверительного управляющего или правопреемника для целей банкротства или ликвидации KMG Finance, КМГ или Крупного дочернего предприятия, в зависимости от обстоятельств, или в отношении их имущества, или сделали назначение в пользу кредиторов, или по другим причинам не могут выплатить свои долги или признают свою неспособность в целом выплатить долги в установленный срок, или KMG Finance, КМГ или Крупное дочернее предприятие начали процедуры с целью общей реструктуризации Задолженности, что в случае Крупного дочернего предприятия (исключительно, по мнению Доверительного управляющего) оказывает значительное негативное влияние на интересы Держателей облигаций;

(e) Судебные решения: невыплата КМГ или Дочерним предприятием суммы, присужденной окончательным решением суда, превышающей 10 млн. долларов США (USD 10,000,000) (или эквивалентной суммы в иностранной валюте), причем такое судебное решение остается неисполненным и не имеет места отказ от него в течение более 30 дней подряд после того, как оно стало окончательным и не подлежащим обжалованию, и, в случае если такое судебное решение покрывается страховкой, кредитором были начаты процедуры принудительного исполнения;

(f) Соблюдение применимого законодательства: KMG Finance или КМГ не соблюдают какие-либо применимые законы или положения какого-либо правительства или регулирующего органа (включая правила валютного регулирования), что необходимо для осуществления их прав в законном порядке или выполнения их обязательств в связи с Облигациями, Гарантией, Трастовым договором или Агентским соглашением, или для обеспечения законной исковой силы указанных обязательств, или для обеспечения заключения необходимых соглашений или других документов, получения необходимых согласий и разрешений регулирующих органов и осуществления регистрации и предоставления им необходимых документов, и обеспечения законной силы полученных разрешений и согласий, что, исключительно по мнению Доверительного управляющего, оказывает значительное негативное влияние на интересы Держателей облигаций;

(g) Недействительность и отсутствие исковой силы: (i) действительность Облигаций,

Трастового договора, Гарантии или Агентского соглашения оспаривается KMG Finance или КМГ или KMG Finance или КМГ отказываются от своих обязательств в связи с Облигациями, Трастовым договором, Гарантией (если применимо) или Агентским соглашением (посредством общего приостановления платежей, моратория на погашение долга или иными способами), или (ii) KMG Finance или КМГ не могут законным образом выполнять свои обязательства в связи с Облигациями, Трастовым договором, Гарантией (если применимо) или Агентским соглашением, или (iii) обязательства KMG Finance или КМГ в связи с Облигациями, Трастовым договором, Гарантией (если применимо) или Агентским соглашением становятся недействительными или утрачивают исковую силу, и, после наступления событий, указанных в настоящем Условии 10(g), Доверительный управляющий считает, что наступление указанных событий оказывает значительное негативное влияние на интересы Держателей облигаций;

(h) Вмешательство со стороны правительства: (i) предприятие, активы и доходы KMG Finance или КМГ или Крупного дочернего предприятия или значительная их часть конфискована или иным образом отчуждена каким-либо Лицом, уполномоченным государственным, региональным или местным органом власти, или (ii) такое Лицо препятствует в осуществлении KMG Finance или КМГ или Крупным дочерним предприятием обычного контроля над их предприятием, активами или доходами или значительной их частью, и, после наступления событий, указанных в настоящем Условии 10(h), Доверительный управляющий считает, что наступление указанных событий оказывает значительное негативное влияние на интересы Держателей облигаций.

11. Собрания держателей облигаций, внесение изменений, отказ от прав и замена

(a) Собрания Держателей облигаций: В Договоре доверительного управления предусмотрены положения о созыве собраний Держателей облигаций для рассмотрения каких-либо вопросов, затрагивающих их интересы, включая утверждение Чрезвычайной резолюции (в соответствии с определением данного термина в Договоре доверительного управления) о внесении изменений в любые из настоящих Условий или какие-либо положения Договора доверительного управления. Такое собрание может быть созвано KMG Finance или КМГ (в зависимости от случая) или Доверительным управляющим и созывается Доверительным управляющим по письменному требованию Держателей облигаций, владеющих не менее 10 процентами номинальной суммы Облигаций, непогашенных на тот момент времени. Кворум любого собрания, созванного для рассмотрения Чрезвычайной резолюции, составляют два или более Лиц, владеющих или представляющих явное большинство номинальной суммы Облигаций, непогашенных на тот момент времени, или в отношении какого-либо отсроченного собрания – два или более Лиц, являющихся или представляющих Держателей облигаций независимо от номинальной суммы принадлежащих или представляемых Облигаций, за исключением случаев, когда повестка дня такого собрания включает рассмотрение предложений, *среди прочего,* (i) об изменении сроков погашения Облигаций, какой-либо Даты оплаты в рассрочку или какой-либо даты Суммы вознаграждения по Облигациям, (ii) о снижении или отмене номинальной суммы Облигаций или какой-либо Суммы оплаты в рассрочку по Облигациям или какой-либо премии, выплачиваемой при погашении Облигаций, (iii) о снижении ставки или ставок вознаграждения в отношении Облигаций или изменении способа или основы расчета ставки или ставок или суммы вознаграждения или основы для расчета какой-либо Суммы вознаграждения в отношении Облигаций, (iv) в случае, если Минимальная и (или) Максимальная ставка вознаграждения, Сумма оплаты в рассрочку или Суммы погашения указаны в Окончательных условиях, чтобы сократить какой-либо такой Минимум и (или) Максимум, (v) об изменении какого-либо способа или основы для расчета Окончательной суммы погашения, суммы досрочного погашения или Альтернативной суммы погашения, включая способ расчета Амортизированной номинальной суммы, (vi) об изменении валюты или валют оплаты или номинала Облигаций, (vii) о принятии каких-либо мер, которые, как предусмотрено в Окончательных условиях, могут быть предприняты исключительно после утверждения Чрезвычайной резолюции, к

которой применяются специальные положения о кворуме, (viii) об изменении положений в отношении необходимого кворума на каком-либо собрании Держателей облигаций или большинства, необходимого для принятия Чрезвычайной резолюции или какого-либо постановления, или (ix) (если применимо) об изменении или аннулировании Гарантии, при котором необходимый кворум составляют два или более Лиц, владеющих или представляющих не менее 75 процентов, или на каком-либо отсроченном собрании – не менее 25 процентов номинальной суммы непогашенных на тот момент Облигаций. Любая Чрезвычайная резолюция, принятая надлежащим образом, имеет обязательную силу для Держателей облигаций (независимо от того, присутствовали ли они на собрании, на котором была принята такая резолюция).

(b) Внесение изменений: Доверительный управляющий вправе одобрить, без согласия Держателей облигаций, внесение (i) каких-либо изменений в любые положения Облигаций или Договора доверительного управления, которые, по его мнению, носят формальный, незначительный или технический характер или вносятся для исправления явной ошибки, и (ii) каких-либо иных изменений (за исключением изменений, упоминаемых в Договоре о доверительном управлении), а также какого-либо отказа от признания или санкции в отношении какого-либо нарушения или предполагаемого нарушения каких-либо положений Облигаций или Договора доверительного управления, которое, по мнению Доверительного управляющего, не наносят существенный вред интересам Держателей облигаций. Любое такого рода изменение, санкционирование или отказ имеют обязательную силу для Держателей облигаций, и, по требованию Доверительного управляющего, Держатели облигаций извещаются о таком изменении в кратчайшие сроки.

(c) Замена: В Договоре доверительного управления предусмотрены положения, позволяющие Доверительному управляющему одобрить, при условии внесения соответствующих изменений и дополнений в Договор доверительного управления и выполнения таких других условий, которые вправе потребовать Доверительный управляющий, но без согласия Держателей облигаций, замену правопреемника Эмитента в отношении его деятельности (если применимо) или КМГ или правопреемника в отношении его деятельности или какой-либо дочерней компании КМГ или правопреемника в отношении его деятельности вместо Эмитента или (если применимо) КМГ или какой-либо ранее замененной компании в качестве основного должника или гаранта по Договору доверительного управления и Облигациям. В случае такой замены Доверительный управляющий вправе одобрить, без согласия Держателей облигаций, изменение права, регулирующего Облигации или Договор доверительного управления при условии, что такое изменение не нанесет, по собственному мнению Доверительного управляющего, существенный вред интересам Держателей облигаций.

(d) Права Доверительного управляющего: В связи с осуществлением своих функций (включая, без ограничений, функции, упоминаемые в настоящем Условии) Доверительный управляющий учитывает интересы Держателей облигаций как класса и не учитывает последствия такого осуществления функций в отношении отдельных Держателей облигаций, и Доверительный управляющий не вправе требовать, равно как и никакой Держатель облигаций не вправе требовать, от KMG Finance или КМГ какое-либо возмещение или оплату в отношении каких-либо налоговых последствий какого-либо такого осуществления функций в отношении отдельных Держателей облигаций.

12. Принудительное исполнение

В любое время после наступления срока погашения Облигаций Доверительный управляющий вправе, по своему собственному усмотрению и без предварительного уведомления, возбуждать такие разбирательства против KMG Finance или КМГ, которые он может счесть необходимыми для принудительного исполнения условий Договора доверительного управления, Облигаций или Гарантии, однако он не обязан возбуждать

какие-либо такие разбирательства, за исключением случаев, когда (a) возбуждение таких разбирательств предусмотрено в Чрезвычайной резолюции или необходимо в соответствии с письменным требованием Держателей облигаций, владеющих не менее одной пятой номинальной суммы непогашенных Облигаций, и (b) ему причитается возмещение и (или) ограждение от ответственности. Ни один Держатель облигаций не вправе предъявлять иск напрямую KMG Finance или КМГ за исключением случаев, когда Доверительный управляющий, будучи обязанным, предъявить такой иск, не предъявляет такой иск в разумные сроки, и иск остается непредъявленным.

13. Возмещение ущерба Доверительному управляющему

В Договоре доверительного управления предусмотрены положения о возмещении ущерба Доверительному управляющему и его освобождении от ответственности, включая положения, освобождающие его от необходимости возбуждения дел о взыскании платежа, за исключением случаев возмещения к его удовлетворению, а также о получении возмещения понесенных им затрат и расходов приоритетно по отношению к требованиям Держателей облигаций. Доверительный управляющий вправе заключать коммерческие сделки с KMG Finance, КМГ и любой компанией, связанной с KMG Finance или КМГ без необходимости отчета за какую-либо прибыль.

При осуществлении своих прав и полномочий в соответствии с настоящими Условиями и Договором доверительного управления Доверительный управляющий будет учитывать интересы Держателей облигаций как класса и не будет нести ответственность за какие-либо последствия для отдельных держателей Облигаций, явившиеся результатом того, что такие держатели связаны каким-либо образом с определенной территорией или налоговой юрисдикцией, и Доверительный управляющий не вправе требовать, равно как и никто из Держателей облигаций не вправе требовать от Эмитента какое-либо возмещение или оплату в отношении каких-либо налоговых последствий такого осуществления прав и полномочий в отношении отдельных Держателей облигаций.

14. Замена Облигаций

В случае утери, кражи, повреждения, порчи или уничтожения Облигации такая Облигация может быть заменена с соответствии с применимыми законами, положениями, а также положениями фондовой биржи или иного соответствующего органа в указанном офисе Регистратора или такого иного Платёжного агента или Трансфертного агента, в зависимости от конкретного случая, который может периодически назначаться Эмитент для этих целей, о чём уведомляются Держатели облигаций, в каждом случае после оплаты заявителем сборов и затрат, понесенных в связи с этим, и на условиях, касающихся предоставления доказательств, гарантий и возмещения вреда (которые могут предусматривать, *среди прочего*, что, в случае, если утерянная, украденная или уничтоженная, как утверждается, Облигация будет впоследствии предъявлена к погашению, Эмитенту будет причитаться, по его требованию, к выплате сумма, которую Эмитент обязан выплатить в отношении таких Облигаций), а также на иных условиях, которые может потребовать Эмитент. Поврежденные или испорченные Облигации подлежат сдаче до выдачи новых Облигаций взамен.

15. Дополнительные выпуски

Эмитент вправе периодически, без согласия Держателей облигаций, создавать и осуществлять выпуск дополнительных ценных бумаг на тех же условиях, что и Облигации во всех отношениях (или во всех отношениях, за исключением первой выплаты вознаграждения по ним), и таким образом, чтобы такой дополнительный выпуск был консолидирован и составлял единую Серию с находящимися в обращении ценными бумагами любой другой Серии, или на таких условиях, которые Эмитент вправе определить во время осуществления такого выпуска. Ссылки в данных Условиях на Облигации включают (если по контексту не требуется иное) любые другие ценные бумаги,

выпущенные в соответствии с настоящим Условием и составляющие единую Серию с существующими Облигациями или отдельную Серию. Любые дополнительные ценные бумаги, составляющие единую Серию с находящимися в обращении ценными бумагами любой Серии, а также любые другие ценные бумаги, составляющие отдельную Серию (с согласия Доверительного управляющего), устанавливаются Договором доверительного управления или каким-либо дополнительным соглашение к нему. В Договоре доверительного управления предусмотрены положения о созыве единого собрания Держателей облигаций единой Серии и держателей ценных бумаг других Серий по решению Доверительного управляющего.

16. Уведомления

Уведомления Держателям облигаций направляются авиапочтой первого класса (при отправке за рубеж) (или, в случае совместных держателей, держателю, чьё имя указано в Реестре первым) на их соответствующие адреса, указанные в Реестре, и считаются врученными на четвёртый день недели (за исключением субботы и воскресенья) с даты отправки. Кроме этого, при условии регистрации каких-либо Облигаций на фондовой бирже, такое уведомление подлежит публикации в ежедневной газете общего тиража в месте или местах, требуемых в соответствии с правилами такой фондовой биржи. Любое такое уведомление считается врученным в дату такой публикации или, в случае неоднократной публикации или публикации в различные даты, в первую дату такой публикации, как предусмотрено выше.

17. Закон о договорах 1999 г. (права третьих лиц)

Ни одно Лицо не имеет право на принудительное исполнение какого-либо условия Облигаций в соответствии с Законом о договорах 1999 г. (права третьих лиц).

18. Применимое право, юрисдикция и арбитраж

(a) Применимое право: Договор доверительного управления и Облигации, включая какие-либо внедоговорные обязательства, возникающие из Договора доверительного управления и (или) Облигаций или в связи с ними, регулируются и толкуются в соответствии с английским правом.

(b) Подсудность; арбитраж: По Договору доверительного управления KMG Finance и КМГ (i) безотзывно подчинились юрисдикции судов Англии для целей рассмотрения и вынесения решения по какому-либо иску, судебному процессу или разбирательству или для целей урегулирования каких-либо споров, возникающих из Договора доверительного управления или Облигаций или в связи с ними; (ii) предоставили отказ от заявления каких-либо возражений, которые у них могут иметься в отношении назначения таких судов в качестве суда для рассмотрения и вынесения решения по какому-либо такому иску, судебному процессу или разбирательству или для урегулирования каких-либо таких споров, и соглашаются не делать никаких заявлений в отношении того, что какой-либо такой суд не является приемлемым или целесообразным; (iii) назначили компанию «Jordans International Limited», находящуюся по адресу: г. Лондон, Бэдфорд Роу, 20-22, WC1R 4JJ (20-22 Bedford Row, London WC1R 4JS) для принятия каких-либо судебных повесток от их имени в Англии; (iv) дали свое согласие на принудительное исполнение какого-либо решения; (v) в случае, если они имею право в какой-либо юрисдикции требовать для себя или своего имущества иммунитет от иска, приведения в исполнение судебного решения, ареста имущества (независимо то того, осуществляется ли такой арест во исполнение судебного решения, до его вынесения или на иных основаниях) или иного судебного процесса, и в случаях, когда в какой-либо такой юрисдикции такой иммунитет может относиться к ним самим или к их активам или доходам (независимо от того, были ли заявлены права на такой иммунитет), согласились не заявлять права на такой иммунитет и безотзывно отказались от него в полном объеме, допускаемом законами такой юрисдикции; и (vi) согласились с тем, что Доверительный управляющий вправе принять решение, направив KMG Finance или

КМГ (в зависимости от случая) письменное уведомление, что какой-либо спор (включая требование, спор или разногласие в отношении существования, расторжения или действительности Облигаций) подлежит окончательному урегулированию в арбитражном порядке в соответствии с Регламентом Лондонского международного арбитражного суда в его действующей редакции и с учетом изменений, внесенных в соответствии с Договором доверительного управления.

19. Определения

В настоящих Условиях, если контекстом не требуется иное, следующие термины имеют указанные значения:

«Негативное изменение рейтинга» имеет место, если рейтинги каких-либо Ценных бумаг, имеющих рейтинг, или корпоративные рейтинги КМГ или Крупного дочернего предприятия, присвоенные Рейтинговым агентством: (i) включены в список «credit watch» или подвергаются официальному пересмотру или аналогичной процедуре с негативными последствиями или прогнозами; или (ii) понижены или отозваны в дату включения в список «credit watch» или официального пересмотра таких рейтингов Ценных бумаг, имеющих рейтинг, или корпоративного рейтинга КМГ;

«Аффилированные лица» какого-либо лица означает других лиц, которые прямо или косвенно контролируют их, контролируются ими или находятся с ними под общим прямым или косвенным контролем. Для целей настоящего определения «контроль» применительно к какому-либо лицу означает полномочие осуществлять руководство управлением или политикой такого лица прямо или косвенно, посредством владения голосующими ценными бумагами, по контракту или на иных основаниях; термины «контролирующий» и «контролируемый» имеют соответствующее значение;

«Соглашения» означает Агентское соглашение и Трастовый договор;

«Распоряжение активами» означает продажу, аренду, передачу и распоряжение другими способами КМГ или Крупным дочерним предприятием (а также серии взаимосвязанных сделок по продаже, аренде, передаче и другим способам распоряжения), в т.ч. при слиянии, консолидации или аналогичных сделках:

1. акциями из Акционерного капитала Крупного дочернего предприятия или Миноритарной компании;
2. прочими активами КМГ, Крупного дочернего предприятия или Миноритарной компании.

Несмотря на вышеуказанное, передача активов между КМГ и Дочерними предприятиями не считается Распоряжением активами;

«Соответствующая задолженность» применительно к Сделкам продажи/обратной аренды означает, на момент определения, текущую стоимость (дисконтированную по процентной ставке Облигаций с суммированием на полугодовой основе) всех обязательств арендатора по арендным платежам за оставшийся срок аренды, подразумеваемой такими Сделками продажи/обратной аренды (включая периоды продления аренды);

«Аудиторы» означает Ernst & Young LLP или, если указанная фирма не может или не желает выполнять какие-либо действия, требуемые от нее по Соглашениям – другую бухгалтерскую фирму с международной репутацией, выбранную КМГ для данной цели и утвержденную Доверительным управляющим в письменном виде;

«Лицо с правом подписи» применительно к КМГ означает какое-либо Лицо, уполномоченное в установленном порядке, в отношении которого Доверительный управляющий получил свидетельство (или свидетельства), подписанные Директором или другим Лицом с правом подписи КМГ, с именем и образцом подписи такого Лица и подтверждением его полномочий;

«Рабочий день» означает:

(i) применительно к любой валюте кроме евро – день (кроме субботы и воскресенья), в который коммерческие банки и валютные рынки осуществляют платежи в основном финансовом центре соответствующей валюты; и (или)

(ii) применительно к евро – день, в который работает система TARGET2 («**Рабочий день TARGET**»); и (или)

(iii) применительно к какой-либо валюте и (или) одному или нескольким Деловым центрам (указанным в Окончательных условиях) – день (кроме субботы и воскресенья), в который коммерческие банки и валютные рынки осуществляют платежи в соответствующей валюте в Деловых центрах или, если валюта не указана, в Деловых центрах в целом;

«Акционерный капитал» применительно к какому-либо Лицу означает все акции, доли участия (в т.ч. в товариществах), права покупки, гарантии, опционы и прочие доли участия и их эквиваленты (независимо от определения) в акционерном капитале такого Лица, включая Привилегированные акции, за исключением долговых ценных бумаг, конвертируемых в такой акционерный капитал;

«Капитализированные обязательства по аренде» означает обязательство, подлежащее классификации в финансовой отчетности как капитализированная аренда в соответствии с МСФО; при этом сумма Задолженности, представленной таким обязательством, составляет капитализированную сумму такого обязательства на момент определения в соответствии с МСФО, а Установленная дата погашения такого обязательства является датой платежа последней арендной платы или иной суммы, подлежащей выплате в связи с арендой, до первой даты, в которую аренда может быть расторгнута без штрафных санкций;

«Договоры хеджирования» применительно к какому-либо Лицу означает форварды, фьючерсы, опционы, отложенные контракты и аналогичные соглашения и договоренности, стороной или бенефициаром которых является такое Лицо, заключенные с целью защиты или получения выгод от колебаний цен на какие-либо товары, производимые или потребляемые КМГ или его Крупным дочерним предприятием в рамках Разрешенной деятельности;

«Консолидированная EBITDA КМГ» означает консолидированную прибыль до уплаты процентов, налогов и начисления амортизации и износа (EBITDA) КМГ и его Крупных дочерних предприятий в соответствии с МСФО, как указано в последней финансовой отчетности, представленной в соответствии с Условием 4(e) (или, до предоставления первой консолидированной финансовой отчетности после Даты эмиссии в соответствии с Условием 4(e), Консолидированную EBITDA КМГ за шесть месяцев, заканчивающихся 31 декабря 2007 г., умноженную на два);

«Консолидированная чистая задолженность КМГ» означает, на момент определения, Консолидированную общую задолженность КМГ за вычетом наличных средств и Инвестиций временно свободных денежных средств КМГ, KMG Finance;

«Консолидированная стоимость общих активов КМГ» означает, на момент определения, сумму консолидированных общих активов КМГ и его Крупных дочерних предприятий, рассчитанную на основании последней финансовой отчетности, представленной в соответствии с Условием 4(e);

«Консолидированная общая задолженность КМГ» означает, на момент определения, общую сумму (без дублирования) Задолженности КМГ и его Крупных дочерних предприятий на консолидированной основе в соответствии с МСФО;

«Консолидированный подоходный налог» применительно к какому-либо Лицу означает налоги, налагаемые за какой-либо период на такое Лицо, или иные платежи, требуемые государственными органами, рассчитываемые на основе дохода или прибыли такого Лица и (или) его Крупных дочерних предприятий (при условии, что такой доход или прибыль учитывались при расчете Консолидированного чистого дохода за соответствующий период), независимо от того,

должны ли такие налоги или платежи перечисляться каким-либо государственным органам;

«Консолидированные расходы на выплату процентов» применительно к какому-либо периоду означает общие расходы на выплату процентов КМГ и его Дочерних предприятий на консолидированной основе, выплаченных или начисленных, за исключением:

(i) расходов на выплату процентов в связи с Капитализированными обязательствами по аренде, процентной части расходов на аренду, связанной с Соответствующей задолженностью за такую аренду, определяемых как если бы такая аренда являлась капитализированной арендой в соответствии с МСФО, и процентной части любых отсроченных платежных обязательств;

(ii) амортизации расходов на скидки с задолженности и выпуск облигаций;

(iii) безналичных расходов на выплату процентов;

(iv) комиссионных, скидок и других взносов и сборов, подлежащих выплате в связи с аккредитивами и акцептным финансированием банков;

(v) процентов, фактически выплаченных КМГ или его Крупными дочерними предприятиями в связи с какой-либо Гарантией задолженности или иным обязательством какого-либо Лица;

(vi) чистых расходов в связи с Обязательствами по хеджированию;

(vii) консолидированных расходов на выплату процентов КМГ и его Крупных дочерних предприятий, которые были капитализированы в соответствующий период;

(viii) всех дивидендов, выплаченных или подлежащих выплате наличными, Инвестиций временно свободных денежных средств, Задолженностей или начисленных за соответствующий период на какие-либо серии Акций с ограниченными правами КМГ или на Привилегированные акции его Крупных дочерних предприятий, подлежащих выплате какой-либо стороне кроме КМГ или Крупного дочернего предприятия;

(ix) наличных взносов в программы предоставления акций работникам или аналогичные доверительные фонды, если такие взносы используются программами предоставления акций работникам или доверительными фондами для выплаты процентов или сборов какому-либо Лицу (кроме КМГ), при условии, что из указанной суммы исключаются расходы на выплату процентов Мелких дочерних предприятий, если соответствующая Задолженность не гарантирована и не оплачена КМГ или Крупным дочерним предприятием.

Для целей вышеуказанных положений общие расходы на выплату процентов определяются после осуществления или получения чистых выплат КМГ и его Крупными дочерними предприятиями, на консолидированной основе, по Соглашениям о процентных ставках;

«Консолидированный чистый доход» применительно к какому-либо периоду означает чистый доход (убыток) (являющийся доходом (убытком) акционеров КМГ) КМГ и его Дочерних предприятий на консолидированной основе, определяемый в соответствии с МСФО; при этом в Консолидированный чистый доход не включаются:

(i) чистый доход (убыток) каких-либо Лиц, не являющихся Крупными дочерними предприятиями, за исключением следующего:

(A) с учетом ограничений указанных в параграфах (iii), (iv) и (v) ниже, доля КМГ в чистом доходе таких Лиц за соответствующий период включается в Консолидированный чистый доход вплоть до общей суммы денежных средств, фактически распределенной такими Лицами за соответствующий период в пользу КМГ или Крупного дочернего предприятия в виде дивидендов или других выплат (в случае дивидендов или других выплат в пользу Крупного дочернего предприятия – с учетом ограничений, указанных в

параграфе (ii) ниже);

(B) доля КМГ в чистом убытке таких Лиц за соответствующий период включается в Консолидированный чистый доход, если она была покрыта из денежных средств КМГ или Крупного дочернего предприятия;

(ii) чистый доход (но не убыток) Крупного дочернего предприятия, если на такое Крупное дочернее предприятие прямо или косвенно распространяются ограничения на выплату дивидендов или другие выплаты, прямо или косвенно осуществляемые им КМГ, за исключением следующего:

(A) с учетом ограничений указанных в параграфах (iii), (iv) и (v) ниже, доля КМГ в чистом доходе таких Крупных дочерних предприятий за соответствующий период включается в Консолидированный чистый доход вплоть до общей суммы денежных средств, которая могла быть распределена такими Крупными дочерними предприятиями за соответствующий период в пользу КМГ или другого Крупного дочернего предприятия в виде дивидендов или других выплат, осуществленных или разрешенных к осуществлению прямо или косвенно в виде займов, авансовых платежей, межфирменных перечислений или иными разрешенными способами КМГ или его Крупному дочернему предприятию (в случае дивидендов или других выплат в пользу Крупного дочернего предприятия – с учетом ограничений, указанных в настоящем пункте);

(B) доля КМГ в чистом убытке таких Крупных дочерних предприятий за соответствующий период включается в Консолидированный чистый доход;

(iii) прибыль (убыток) от продажи или иного распоряжения имуществом, машинами и оборудованием КМГ и его консолидированных Крупных дочерних предприятий (в т.ч. от Сделок продажи /обратной аренды), осуществляемой не в ходе обычной деятельности, а также прибыль (убыток) от продажи или иного распоряжения Акционерным капиталом какого-либо Лица;

(iv) необычные прибыли и убытки;

(v) прибыли и убытки от обмена валюты;

(vi) кумулятивный эффект изменений принципов бухгалтерского учета;

«Валютное соглашение» применительно к какому-либо Лицу означает договор об обмене валюты, валютный своп или иное аналогичное соглашение, стороной или бенефициаром которого является такое Лицо;

«Дробное исчисление дней» применительно к расчету суммы процентного вознаграждения по Облигации за какой-либо период (включая первый день такого периода, но, не включая последний день) (являющийся или не являющийся Периодом начисления вознаграждения – **«Расчетный период»**) означает:

(i) если в Окончательных условиях указано «**Фактический период/365**» или «**Фактический период/фактический период (ISDA)**» – фактическое количество дней в Расчетном периоде, разделенное на 365 (или, если часть Расчетного периода выпадает на високосный год – сумму (A) фактического количества дней в части Расчетного периода, выпадающего на високосный год, разделенного на 366, и (B) фактического количества дней в части Расчетного периода, выпадающего на обычный год, разделенного на 365);

(ii) если в Окончательных условиях указано «**Фактический период/365 (фиксировано)**» – фактическое количество дней в Расчетном периоде, разделенное на 365;

(iii) если в Окончательных условиях указано «**Фактический период/360**» – фактическое количество дней в Расчетном периоде, разделенное на 360;

(iv) если в Окончательных условиях указано «**30/360**», «**360/360**» или «**По**

облигации» – количество дней в Периоде начисления вознаграждения, разделенное на 360, с расчетом по следующей формуле:

$$\text{Дробное исчисление дней} = \frac{[360 \times (Y_2 - Y_1)] + [30 \times (M_2 - M_1)] + (D_2 - D_1)}{360}$$

где:

$\mathbf{Y_1}$ – год, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

$\mathbf{Y_2}$ – год, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения;

$\mathbf{M_1}$ – календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

$\mathbf{M_2}$ – календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения;

$\mathbf{D_1}$ – первый календарный день Периода начисления вознаграждения, выраженный в виде числа; если такое число 31, тогда D_1 равняется 30;

$\mathbf{D_2}$ – календарный день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения, выраженный в виде числа; если такое число 31 и D_1 больше 29, тогда D_2 равняется 30;

(v) если в Окончательных условиях указано «**30E/360**» или «**По Еврооблигации**» – количество дней в Периоде начисления вознаграждения, разделенное на 360, с расчетом по следующей формуле:

$$\text{Дробное исчисление дней} = \frac{[360 \times (Y_2 - Y_1)] + [30 \times (M_2 - M_1)] + (D_2 - D_1)}{360}$$

где:

$\mathbf{Y_1}$ – год, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

$\mathbf{Y_2}$ – год, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения;

$\mathbf{M_1}$ – календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

$\mathbf{M_2}$ – календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения;

$\mathbf{D_1}$ – первый календарный день Периода начисления вознаграждения, выраженный в виде числа; если такое число 31, тогда D_1 равняется 30;

$\mathbf{D_2}$ – календарный день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения, выраженный в виде числа; если такое число 31 и D_1 больше 29 тогда D_2 равняется 30;

(vi) если в Окончательных условиях указано «**30E/360 (ISDA)**» – количество дней в Периоде начисления вознаграждения, разделенное на 360, с расчетом по следующей формуле:

$$\text{Дробное исчисление дней} = \frac{[360 \times (Y_2 - Y_1)] + [30 \times (M_2 - M_1)] + (D_2 - D_1)}{360}$$

где:

Y_1 – год, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

Y_2 – год, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения;

M_1 – календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится первый день Периода начисления вознаграждения;

M_2 – календарный месяц, выраженный в виде числа, на который приходится день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения;

D_1 – первый календарный день Периода начисления вознаграждения, выраженный в виде числа, (i) если такой день приходится не на последний день февраля; (ii) если такое число 31, тогда D_1 равняется 30;

D_2 – календарный день, непосредственно следующий за последним днем Периода начисления вознаграждения, выраженный в виде числа; (i) если такой день приходится не на последний день февраля, но не на Дату погашения; (ii) если такое число 31, тогда D_2 равняется 30;

«Акции с ограниченными правами» применительно к какому-либо Лицу означает акции Акционерного капитала, которые, в соответствии с их условиями (или условиями ценных бумаг, в которые они могут быть конвертированы или на которые они могут быть обменяны по выбору держателя) или при наступлении каких-либо событий:

(i) подлежат погашению или обязательному выкупу (кроме случаев, когда они могут быть выкуплены только за Акционерный капитал такого Лица, которые сами не являются Акциями с ограниченными правами) в соответствии с обязательствами по выкупному фонду;

(ii) могут быть конвертированы в Задолженность или Акции с ограниченными правами или обменяны на них по выбору держателя;

(iii) подлежат обязательному выкупу или должны быть приобретены при наступлении определенных событий или на иных основаниях, полностью или частично;

«EBITDA» за какой-либо период, применительно к какому-либо Лицу означает, без дублирования, Консолидированный чистый доход такого Лица за такой период плюс следующее (с учетом вычетов при расчете Консолидированного чистого дохода):

(i) консолидированные расходы на выплату процентов;

(ii) консолидированный подоходный налог;

(iii) консолидированные расходы на амортизацию;

(iv) консолидированную амортизацию нематериальных активов;

(v) прочие безналичные расходы, уменьшающие Чистый консолидированный доход (за исключением безналичных расходов, представляющих собой накопленные наличные расходы или резервы на них за будущий период или амортизацию предоплаченных наличных расходов за предшествующий период, не включенный в расчет), за вычетом прочих безналичных статей дохода, увеличивающего Консолидированный чистый доход (за исключением безналичных статей дохода, представляющих собой получение наличных в будущем периоде);

(vi) миноритарная доля в доходе / убытке консолидированных дочерних предприятий;

в каждом случае на консолидированной основе и в соответствии с МСФО;

«Дата вступления в силу» применительно к Плавающей ставке, подлежащей определению в Дату определения вознаграждения, означает дату, указанную в качестве таковой в Окончательных условиях, или, если такая дата не указана, первый день Периода начисления вознаграждения, к

которому относится такая Дата вступления в силу;

«Событие дефолта» имеет значение, указанное в Условии 10;

«Особая резолюция» имеет значение, указанное в Трастовом договоре;

«Справедливая рыночная стоимость» применительно к активам и имуществу означает цену, которую можно получить наличными при коммерческой рыночной сделке между желающим продать продавцом и желающим купить платежеспособным покупателем, на которых не оказывается давление. Справедливая рыночная стоимость добросовестно определяется Советом директоров КМГ, суждение которых считается окончательным, или, в случае продажи Акционерного капитала Крупного дочернего предприятия или Миноритарной компании на сумму более 200 млн долларов США – Независимым оценщиком в письменном виде;

«Группа» означает КМГ и его Дочерние предприятия как единое целое;

«Гарантия» означает условное или иное финансовое обязательство какого-либо Лица, которое прямо или косвенно гарантирует какую-либо Задолженность какого-либо Лица и какое-либо обязательство, прямое или косвенное, такого Лица:

(i) выкупить или оплатить Задолженность такого Лица (или направить или предоставить средства для покупки или оплаты) (возникшую в связи с созданием товарищества, письмом-подтверждением, соглашением о покупке активов, товаров, ценных бумаг или услуг, соглашением, предусматривающим неустойку в размере полной цены, соглашением о поддержании условий, указанных в финансовой отчетности и т.д.);

(ii) принятое с целью гарантирования кредитору по такой Задолженности ее погашения или его защиты от убытков в связи с Задолженностью (полностью или частично),

при условии, что термин «гарантия» не включает индоссаменты для инкассо и депонирования в ходе обычной деятельности. Термин «гарантировать» имеет соответствующее значение. Термин «гарант» означает Лицо, гарантирующее какое-либо обязательство;

«Гарант» означает КМГ, что подразумевает KMG Finance в качестве Эмитента Облигаций, в соответствии с прилагаемым Трастовым договором;

«Обязательства по хеджированию» какого-либо Лица означает обязательства такого Лица по Соглашениям о процентной ставке, Валютным соглашениям или Договорам хеджирования;

«МСФО» означает Международные стандарты финансовой отчетности (ранее «Международные бухгалтерские стандарты»), издаваемые Правлением Комитета по международным стандартам финансовой отчетности (**IASB**) и толкования, издаваемые международным комитетом по интерпретации финансовой отчетности IASB (с учетом дополнений, изменений и новых редакций), применяемые на систематической основе, а также изменения указанных бухгалтерских принципов и практики, не имеющих существенного характера;

«Мелкое дочернее предприятие» означает Дочернее предприятие КМГ, не являющееся Крупным дочерним предприятием;

«Принять» означает принять, понести, гарантировать или иным образом стать ответственным; *при условии,* что Задолженность какого-либо Лица, существующая в момент, когда оно становится Крупным дочерним предприятием (в результате слияния, консолидации, приобретения или иным образом), считается Принятой таким Лицом в момент, когда оно становится Крупным дочерним предприятием. Термин «Принятие» имеет соответствующее значение. Исключительно для целей установления соответствия Условию 4(d):

(i) амортизация скидки с задолженности или прирост номинала по беспроцентной или иной дисконтной ценной бумаге;

(ii) регулярная выплата процентного вознаграждения в форме дополнительной Задолженности по тому же инструменту или регулярная выплата дивидендов по

акциям Акционерного капитала в форме дополнительных акций Акционерного капитала такого же класса и на тех же условиях;

(iii) обязательство выплатить премию в связи с Задолженностью, возникшей в связи с выпуском извещения о выкупе или обязательным предложением покупки такой Задолженности,

не считается Принятием Задолженности;

«Задолженность» применительно к какому-либо Лицу на дату определения (без дублирования) означает:

(i) основную сумму и премию (если имеется) в связи с задолженностью такого Лица по заемным средствам;

(ii) основную сумму и премию (если имеется) в связи с обязательствами такого Лица, подтверждаемыми облигациями, долговыми обязательствами, нотами и аналогичными инструментами;

(iii) основную часть всех обязательств такого Лица в связи с аккредитивами, акцептным финансированием банков и другими аналогичными инструментами (включая соответствующие обязательства по компенсации, если они относятся к счетам расчетов с поставщиками и такое обязательство погашается в течение 30 дней после Принятия);

(iv) основную часть всех обязательств такого Лица выплатить покупную цену имущества с отсрочкой (кроме расчетов с поставщиками), срок выплаты которой наступает более чем через шесть месяцев после даты начала использования, принятия поставки или перехода права собственности на имущество;

(v) Капитализированные обязательства по аренде и всю Соответствующую задолженность такого Лица;

(vi) основную часть или преимущественное право очередности при ликвидации по всем обязательствам такого Лица в связи с выкупом, погашением или иной покупкой Акций с ограниченными правами или, применительно к Дочерним предприятиям – Привилегированных акций (в каждом случае не включая начисленные дивиденды);

(vii) основную часть всей Задолженности других Лиц, обеспеченную Обременением в отношении активов такого Лица, независимо от того, была ли такая Задолженность принята таким Лицом; при условии, что сумма такой Задолженности меньше (a) справедливой рыночной стоимости таких активов на дату определения и (b) суммы Задолженности таких других Лиц;

(viii) основную часть Задолженности других Лиц, гарантированную таким Лицом;

(ix) чистые обязательства такого Лица в связи с Обязательствами по хеджированию, не указанные в других пунктах настоящего определения (сумма таких обязательств должна быть в любой момент равна сумме расторжения соглашения или договоренности, в связи с которыми возникают такие обязательства, которая подлежала бы выплате такому Лицу в такой момент).

Сумма Задолженности какого-либо Лица в какую-либо дату представляет собой остаток на такую дату всех безусловных обязательств, указанных выше, и максимальную ответственность (при наступлении условий, в результате которых возникают такие обязательства) по всем условным обязательствам на такую дату.

Кроме того, «Задолженность» какого-либо Лица включает Задолженность, описанную в предыдущем параграфе, которая не отражалась бы в качестве обязательства в балансе такого Лица, если:

(i) такая Задолженность является обязательством

товарищества или Совместного предприятия, которое не является Крупным дочерним предприятием;

(ii) такое Лицо или Крупное дочернее предприятие такого Лица является генеральным партнером Совместного предприятия («**Генеральный партнер**»);

(iii) имеет место взыскание в соответствии с контрактом или законодательством на имущество или активы такого Лица или его Крупного дочернего предприятия; в таком случае такая Задолженность включается в сумме, не превышающей:

(A) либо (i) сумму чистых активов Генерального партнера, либо (ii) сумму таких обязательств, если имеет место взыскание в соответствии с контрактом или законодательством на имущество или активы такого Лица или его Крупного дочернего предприятия – в зависимости от того, какая сумма меньше; или

(B) если она меньше суммы, определенной в соответствии с параграфом (A) выше – фактической суммы Задолженности, представляющей собой взыскание в отношении такого Лица или его Крупного дочернего предприятия, если Задолженность подтверждена в письменном виде и ее сумма поддается определению, и соответствующие расходы по выплате процентов включаются в Консолидированные расходы на выплату процентов в сумме, фактически выплаченной КМГ или его Крупными дочерними предприятиями;

«Задолженность по заемным средствам» означает Задолженность какого-либо Лица в связи с (i) заемными средствами, (ii) суммами, привлеченными в порядке акцепта по акцептным кредитам, (iii) суммами, привлеченными в результате покупки долговых обязательств или выпуска облигаций, долговых обязательств и аналогичных инструментов, (iv) суммами обязательств по договорам аренды и продажи в рассрочку, которые, в соответствии с общепринятыми стандартами бухгалтерского учета в юрисдикции арендатора, считаются финансовым или капитальным лизингом, (v) суммами обязательств в связи с покупной ценой активов или услуг, выплата которой отложена в качестве способа привлечения финансов или финансирования приобретения соответствующих активов или услуг, и (vi) суммами, привлеченными в результате других сделок (включая форвардные контракты купли-продажи и продажу дебиторской задолженности с правом регресса), в коммерческом смысле представляющих собой заимствование;

«Гарантия задолженности» применительно к Задолженности какого-либо Лица означает обязательство другого Лица оплатить такую Задолженность, включая, без ограничения, (i) обязательство выкупить такую Задолженность, (ii) обязательство предоставить взаймы денежные средства, приобрести акции или другие ценные бумаги или подписаться на них, или приобрести активы или услуги с целью предоставления средств для оплаты Задолженности, (iii) гарантии против последствий неисполнения обязательства по оплате Задолженности, и (iv) прочие соглашения, создающие обязательства по оплате такой Задолженности;

«Независимый оценщик» означает PricewaterhouseCoopers LLC, KPMG LLC, Deloitte & Touche LLP, Ernst & Young LLP или другую банковскую, бухгалтерскую или оценочную фирму, имеющую международную репутацию и выбранную компетентным органом управления КМГ или соответствующего Крупного дочернего предприятия; *при условии,* что она не является Аффилированным лицом КМГ или его Крупного дочернего предприятия;

«Период начисления вознаграждения» означает период, начинающийся в Дату начала начисления вознаграждения (включительно) и заканчивающийся в первую Дату периода начисления вознаграждения (не включительно), а также каждый последующий период, начинающийся в Дату периода начисления вознаграждения (включительно) и заканчивающийся в следующую Дату периода начисления вознаграждения (не включительно);

«Сумма процентного вознаграждения» означает сумму процентного вознаграждения к выплате, а в случае Облигаций с фиксированной процентной ставкой – Сумму фиксированного купона или Разбитую сумму, в зависимости от обстоятельств;

«Дата начала начисления вознаграждения» означает Дату эмиссии или другую дату, указанную в Окончательных условиях;

«Дата определения вознаграждения» применительно к Процентной ставке и Периоду начисления вознаграждения означает дату, указанную в качестве таковой в Окончательных условиях или, если такая дата не указана, (i) первый день такого Периода начисления вознаграждения, если Определенная валюта – Фунты стерлингов, или (ii) день, выпадающий за два Лондонских рабочих дня до первого дня такого Периода начисления вознаграждения, если Определенная валюта – не Фунты стерлингов и не евро, или (iii) день, выпадающий за два Рабочих дня TARGET2 до первого дня такого Периода начисления вознаграждения, если Определенная валюта – евро;

«Период начисления вознаграждения» означает период, начинающийся в Дату начала начисления вознаграждения (включительно) и заканчивающийся в первую Дату периода начисления вознаграждения (не включительно), а также каждый последующий период, начинающийся в Дату периода начисления вознаграждения (включительно) и заканчивающийся в следующую Дату периода начисления вознаграждения (не включительно);

«Дата периода начисления вознаграждения» означает каждую Дату выплаты вознаграждения, если иное не указано в Окончательных условиях;

«Соглашения о процентной ставке» применительно к какому-либо Лицу означает соглашение о защите процентной ставки, соглашение о процентном фьючерсе, соглашение о процентном опционе, соглашение о процентном свопе, соглашение о процентном кэпе, соглашение о фиксированном минимуме и максимуме процентной ставки, соглашение о процентном хедже или иные подобные соглашения или договоренности, стороной или бенефициаром которых является такое Лицо;

«Определения ISDA» означает Определения ISDA 2006 г., опубликованные International Swaps and Derivatives Association, Inc., если иное не указано в Окончательных условиях;

«Эмитент» означает KMG Finance или КМГ, как определено в Трастовом договоре касательно Облигаций;

«Обременение» означает ипотеку, залог, обременение, сервитут, ограничение, обязательство, право прохода, залоговое право и другие имущественные права или требования любого рода (включая, без ограничения, права, аналогичные вышеуказанным, в соответствии с законодательством какой-либо юрисдикции, а также условную продажу, соглашение об удержании права собственности и аренду, имеющую такой же характер);

«Значительное негативное влияние» означает значительное негативное влияние на (a) хозяйственную деятельность, имущество, состояние (финансовое или иное), операции или перспективы КМГ, его Крупных дочерних предприятий, Миноритарных компаний или Группы (как единого целого), (b) способность Эмитента выполнять свои обязательства по Облигациям или по Трастовому договору, (c) способность КМГ выполнять свои обязательства в качестве гаранта по Облигациям, или (d) действительность, законность или исковую силу Облигаций или какого-либо Соглашения;

«Крупное дочернее предприятие» означает Дочернее предприятие КМГ, которое (a) становится непосредственным Дочерним предприятием КМГ или Крупного дочернего предприятия и объявляется Крупным дочерним предприятием Советом директоров КМГ, (b) имеет (i) активы, составляющие 5 или более процентов общих активов КМГ и его Дочерних предприятий, на консолидированной основе, или (ii) EBITDA, составляющую 5 процентов или более процентов EBITDA КМГ и его Дочерних предприятий, на консолидированной основе, на дату представления последней финансовой отчетности Доверительному управляющему в соответствии с Условиями 4(e)(i) или 4(e)(ii), или (c) прямо или косвенно является компанией-учредителем какого-либо Дочернего предприятия или Компании, которые должны быть объявлены Крупными дочерними предприятиями или Миноритарными компаниями. Совет директоров КМГ может объявить любое Дочернее предприятие КМГ (в т.ч. вновь приобретенное или созданное) Крупным дочерним

предприятием. Такое объявление Советом директоров КМГ должно быть подтверждено путем немедленного предоставления Доверительному управляющему копии резолюции Совета директоров КМГ, которой утверждается такое объявление. Объявление Дочернего предприятия КМГ Советом директоров КМГ Крупным дочерним предприятием не может быть отменено впоследствии;

«Миноритарная компания» означает Компанию КМГ, которая (a) становится непосредственно принадлежащей Компанией КМГ или Крупного дочернего предприятия и объявляется Миноритарной компанией Советом директоров КМГ, (b) имеет (i) активы, составляющие 5 или более процентов общих активов КМГ и его Дочерних предприятий, на консолидированной основе, или (ii) EBITDA, составляющую 5 или более процентов EBITDA КМГ и его Дочерних предприятий, на консолидированной основе, на дату представления последней финансовой отчетности Доверительному управляющему в соответствии с Условиями 4(e)(i) или 4(e)(ii), или (c) прямо или косвенно является материнской компанией какого-либо Дочернего предприятия или Компании, которые должны быть объявлены Крупными дочерними предприятиями или Миноритарными компаниями. Совет директоров КМГ может объявить любую Компанию КМГ (в т.ч. вновь приобретенную или созданную Компанию) в качестве Миноритарной компании. Такое объявление Советом директоров КМГ должно быть подтверждено путем немедленного предоставления Доверительному управляющему копии резолюции Совета директоров КМГ, которой утверждается такое объявление. Объявление Компании КМГ Советом директоров КМГ Миноритарной компанией не может быть отменено впоследствии.

«Чистая выручка» применительно к какому-либо выпуску или продаже акций Акционерного капитала или Задолженности означает чистую выручку от такого выпуска или продажи за вычетом гонораров юристов, бухгалтеров, андеррайтеров и агентов по размещению, скидок, комиссионных, брокерских, консультантских и прочих сборов, фактически оплаченных в связи с таким выпуском или продажей, а также налогов, выплаченных или подлежащих выплате в этой связи;

«Должностное лицо» применительно к какому-либо Лицу означает управляющего директора, директора, генерального директора, председателя правления, президента, вице-президента, руководителя высокого ранга, старшего бухгалтера, контроллера, казначея или секретаря такого Лица, а также генерального партнера или иное лицо, занимающее соответствующую или аналогичную должность;

«Свидетельство должностного лица» означает свидетельство, подписанное двумя Должностными лицами КМГ, одно из которых должно быть руководителем высокого ранга, старшим бухгалтером или старшим финансовым специалистом КМГ;

«Первоначальные финансовые отчеты» означает прошедшие аудит отдельные и консолидированные финансовые отчеты КМГ за год, заканчивающийся 31 декабря 2007 г.;

«Страница» означает страницу, раздел, колонку или иную подачу материала информационной службой (включая, без ограничения, Reuters Markets 3000 (**«Reuters»**) и Telerate (**«Telerate»**)), указанной для получения Соответствующей ставки, или другую страницу, раздел, колонку или иную часть, которая может заменять ее в данной или другой информационной службе, в каждом случае определенная Лицом или организацией, предоставляющей или спонсирующей информацию, представленную в ней для отражения ставок или цен, сопоставимых с Соответствующей ставкой;

«Разрешенная деятельность» означает (a) разведку, добычу, транспортировку, очистку и переработку нефти и газа, (b) производство электроэнергии, (c) химическое производство, (d) оптовую и розничную торговлю в связи с вышеуказанным, и (e) деятельность, обоснованно связанную с вышеуказанным или являющуюся вспомогательной или смежной по отношению к ней;

«Разрешенное обременение» означает, без дублирования:

(i) Обременения, имеющиеся на Дату эмиссии Облигаций;

(ii) Обременения, созданные в пользу КМГ или Крупного дочернего предприятия;

(iii) Обременения имущества, приобретенного (или считающегося приобретенным) посредством финансового лизинга, а также претензии, возникающие в связи с использованием, утратой или повреждением такого имущества; *при условии*, что такие Обременения обеспечивают Задолженность только по данному лизингу;

(iv) Обременения, обеспечивающие Задолженности Лица, имеющиеся в момент слияния или консолидации такого Лица с КМГ или Крупным дочерним предприятием или его превращения в Крупное дочернее предприятие; *при условии*, что такие Обременения не были созданы в связи с таким слиянием или консолидацией и не распространяются на имеющиеся активы или имущество КМГ или Крупного дочернего предприятия помимо активов или имущества образующегося или приобретаемого Лица и его дочерних предприятий;

(v) Обременения, уже созданные в отношении активов или имущества, приобретенного или приобретаемого КМГ или Крупным дочерним предприятием; *при условии*, что такие Обременения не были созданы в связи с таким приобретением и не распространяются на другие активы или имущество (помимо выручки от таких приобретенных активов или имущества);

(vi) Обременения, предоставленные в отношении имущества, впоследствии приобретенного или построенного в ходе обычной деятельности каким-либо членом Группы, с целью обеспечения покупной цены такого имущества или Задолженности, созданной исключительно с целью финансирования такого приобретения и ремонта такого имущества; *при условии*, что максимальная сумма Задолженности, обеспеченной таким Обременением, не превышает покупную цену имущества (включая расходы по сделке) или Задолженности, созданной исключительно с целью финансирования такого приобретения и расходов по сделке;

(vii) Обременения, создаваемые в силу закона;

(viii) Обременения по налогам на стоимость, доход и имущество, обязательным платежам или аналогичным сборам, которые не были просрочены или добросовестно оспариваются в установленном порядке, и на которые КМГ или Крупное дочернее предприятие предусмотрели резервы в своей бухгалтерской документации;

(ix) сервитуты, права прохода, ограничения (в т.ч. в связи с зонированием), разрешения, мелкие ограничения права собственности и прочие аналогичные Обременения, возникающие в связи с арендой и субарендой, предоставленной другим сторонам, в каждом случае существенно не нарушающей обычную деятельность Группы и существующие, возникающие или понесенные в ходе обычной деятельности;

(x) (a) Обременения арендодателей по закону (кроме случаев, когда такие Обременения обеспечивают обязательства, создающие Задолженность по заемным средствам или созданы в ходе обычной деятельности), и (b) Обременения, возникающие в связи с судебным решением, указом или иным постановлением, которое не создает Событие дефолта в соответствии с Условием 10(e);

(xi) право взаимозачета, право комбинирования счетов или аналогичные права, которые могут иметь банки или другие финансовые учреждения в отношении кредитных остатков какого-либо члена Группы;

(xii) Обременения Акционерного капитала Мелких дочерних предприятий или активов и имущества Мелких дочерних предприятий, которыми обеспечивается Задолженность, при условии, что в момент объявления такого Мелкого дочернего

предприятия Крупным дочерним предприятием Задолженность такого Мелкого дочернего предприятия, обеспеченного такими Обременениями считается для целей параграфа (xiii) ниже Задолженностью Крупного дочернего предприятия, Принятой в момент объявления такого Мелкого дочернего предприятия Крупным дочерним предприятием;

(xiii) Обременения, созданные в пользу Лица, предоставляющего Проектное финансирование, если такое Обременение касается исключительно имущества, дохода, активов или поступлений по финансируемому проекту, при условии, что (i) такое Обременение создано исключительно с целью обеспечения Задолженности, понесенной КМГ или Дочерним предприятием КМГ в соответствии с Условием 4(d), и (ii) такое Обременение не распространяется на имущество, доходы, активы или поступления КМГ, Крупного дочернего предприятия или их Дочерних предприятий;

(xiv) Обременения в отношении имущества, дохода или активов какого-либо члена Группы, которыми обеспечивается Задолженность, при условии, что в момент Принятия такой Задолженности такая Задолженность вместе с общей суммой основного долга другой Задолженности, обеспеченной каким-либо Обременением, предоставленным в соответствии с настоящим параграфом (xiv), не превышает 20 процентов Консолидированной стоимости общих активов КМГ в любой момент. Во избежание разночтений: настоящий параграф (xiv) не распространяется на Обременения, созданные в соответствии с параграфами (i) - (xiii) выше;

(xv) Обременения, возникающие в связи с рефинансированием, продлением или возобновлением какой-либо Задолженности, обеспеченной Обременением, разрешенным предыдущими положениями, при условии, что Задолженность, обеспеченная впоследствии таким Обременением, не превышает суммы первоначальной Задолженности, и такое Обременение не распространяется на имущество, первоначально не находившееся под Обременением;

«Лицо» означает физическое лицо, корпорацию, товарищество, компанию с ограниченной ответственностью, совместное предприятие, ассоциацию, акционерное общество, траст, неинкорпорированную организацию, правительство или его агентство или политическое подразделение, а также любое другое лицо;

«Потенциальное событие дефолта» означает событие или обстоятельство, которое при направлении извещения или по прошествии времени может стать Событием дефолта;

«Привилегированные акции» применительно к Акционерному капиталу означает Акционерный капитал каких-либо классов (независимо от определения), которые являются привилегированными при выплате дивидендов или других сумм или распределении активов при добровольной или принудительной ликвидации такого Лица, по отношению к другим акциям других классов Акционерного капитала такого Лица;

«Проектное финансирование» означает финансирование всех или некоторых расходов на приобретение, строительство или развитие активов или проектов, если (i) поступления от такого актива или проекта являются основным источником погашения выданных средств, и (ii) лицу или лицам, предоставляющим такое финансирование, было представлено технико-экономическое обоснование, подготовленное компетентными независимыми экспертами, на основании которого можно заключить, что данный проект может обеспечить доход от основной деятельности, достаточный для погашения связанной с проектом задолженности;

«Проспект» означает проспект касательно Облигаций, изданный в дату настоящих Условий или приблизительно в такую дату;

«Ставка вознаграждения» означает ставку процентного вознаграждения, подлежащую выплате в связи с Облигациями, которая установлена или рассчитывается в соответствии с положениями

Окончательных условий;

«Ценные бумаги, имеющие рейтинг» означает Облигации и Задолженность КМГ или Крупного дочернего предприятия, имеющие первоначальный срок погашения не менее одного года и рейтинг, присвоенный одним из Рейтинговых агентств;

«Рейтинговое агентство» означает Standard & Poors Rating Services, подразделение McGraw Hill Companies, Inc. (**«S&P»**), Moody's Investors Service Limited (**«Moody's»**), Fitch Ratings или их правопреемников, а также рейтинговые агентства, заменяющие их (или их разрешенных правопреемников) по выбору КМГ с предварительного письменного согласия Доверительного управляющего;

«Справочные банки» означает учреждения, указанные в качестве таковых в Окончательных условиях или, если такое указание отсутствует, четыре крупнейших банка, выбранных Расчетным агентом на межбанковском рынке (или, если приемлемо, на рынке валюты, свопов или внебиржевых индексных опционов), который наиболее тесно связан с Базовой отметкой (если Базовой отметкой является EURIBOR, рынком является Европа);

«Соответствующий финансовый центр» применительно к какой-либо Плавающей ставке, определяемой в соответствии с Определением экранной ставки в Дату определения вознаграждения, означает финансовый центр, указанный в качестве такового в Окончательных условиях, с которым наиболее тесно связана Базовая отметка (если Базовой отметкой является EURIBOR, финансовым центром является Европа), или, если такового нет, – Лондон;

«Соответствующая ставка» означает Базовую отметку для Показательной суммы Определенной валюты за период (если применимо или приемлемо для Базовой отметки), равный Определенному периоду, начинающемуся в Дату вступления в силу;

«Соответствующее время» применительно к Дате определения вознаграждения означает местное время в Соответствующем финансовом центре, указанное в Окончательных условиях, или, если время не указано, местное время в Соответствующем финансовом центре, в которое обычно определяются ставки предложения на межбанковском рынке краткосрочных депозитов в Определенной валюте, или, если такое обычное местное время не может быть установлено, 11.00 час. в Соответствующем финансовом центре; для целей настоящего определения **«местное время»** применительно к Европе в качестве Соответствующего финансового центра означает брюссельское время;

«Показательная сумма» применительно к какой-либо Плавающей ставке, определяемой в соответствии с Определением экранной ставки в Дату определения вознаграждения, означает сумму, указанную в качестве таковой в Окончательных условиях, или, если такая сумма не указана, сумму, являющуюся показательной для отдельной сделки на соответствующем рынке в данное время;

«Ограниченный процент» означает, (a) применительно к Эмитенту – 100 процентов его выпущенного и находящегося в обращении Акционерного капитала, (b) применительно к Крупному дочернему предприятию, в котором КМГ прямо или косвенно принадлежит 100 процентов Акционерного капитала в Дату эмиссии или в дату, в которую такое Лицо объявляется Крупным дочерним предприятием (в зависимости от того, какая дата наступит раньше) – 75 процентов всех прав голоса в акционерном капитале такого Крупного дочернего предприятия, (c) применительно к Крупному дочернему предприятию, в котором КМГ прямо или косвенно принадлежит менее 100, но более 75 процентов Акционерного капитала в Дату эмиссии или в дату, в которую такое Лицо объявляется Крупным дочерним предприятием (в зависимости от того, какая дата наступит раньше) – 75 процентов всех прав голоса в акционерном капитале такого Крупного дочернего предприятия, и (d) применительно к Крупному дочернему предприятию, в котором КМГ прямо или косвенно принадлежит менее 75 процентов или менее, но более 50 процентов Акционерного капитала в Дату эмиссии или в дату, в которую такое Лицо объявляется Крупным дочерним предприятием (в зависимости от того, какая дата наступит раньше) – 50 процентов всех прав голоса плюс одна акция в акционерном капитале такого

Крупного дочернего предприятия;

«Сделка продажи/обратной аренды» означает сделку с имуществом, принадлежащим КМГ или Крупному дочернему предприятию или приобретенным впоследствии, посредством которой КМГ или Крупное дочернее предприятие передает указанное имущество какому-либо Лицу и затем арендует его у такого Лица;

«Определенная валюта» означает валюту, указанную в качестве таковой в Окончательных условиях, или, если валюта не указана, валюта, в которой деноминированы Облигации;

«Установленный период» применительно к какой-либо Плавающей ставке, определяемой в соответствии с Определением экранной ставки в Дату определения вознаграждения, означает период, указанный в Окончательных условиях, или, если период не указан, период, равный соответствующему Периоду начисления вознаграждения, без учета корректировки в соответствии с Условием 5(b)(ii);

«Указанный срок погашения» применительно к какой-либо ценной бумаге означает дату, указанную в ней в качестве фиксированной даты погашения основного долга, в т.ч. в соответствии с положениями об обязательном выкупе, но без учета каких-либо условных обязательств по погашению, выкупу и обратной покупки такого основного долга до первоначально установленной даты погашения;

«Дочернее предприятие» применительно к какому-либо Лицу (включая КМГ) означает корпорацию, товарищество, совместное предприятие, ассоциацию или иной хозяйствующий субъект, существующий или созданный или приобретенный впоследствии, (a) в случае корпорации – если КМГ и (или) его Дочерним предприятиям принадлежит в ней более 50 процентов всех прав голоса по Голосующим акциям, или если КМГ и (или) его Дочерние предприятия имеют полномочия осуществлять руководство управлением или политикой такой корпорации; (b) в случае товарищества, совместного предприятия, ассоциации или иного хозяйствующего субъекта – если КМГ и (или) его Дочерние предприятия имеют полномочия осуществлять руководство управлением или политикой такого субъекта на договорной основе, при этом (в случаях (a) и (b) выше) в соответствии с МСФО такой субъект может быть консолидирован с КМГ для целей финансовой отчетности;

«Система TARGET2» означает Трансъевропейскую автоматизированную экспресс-систему валовых расчётов в режиме реального времени (TARGET2) или ее правопреемника;

«налоги» означает все налоги (включая штрафы и пени, налагаемые в связи с их неуплатой или несвоевременной выплатой), налагаемые, взимаемые или удерживаемые в данное время или впоследствии Нидерландами или налоговыми органами Нидерландов;

«Инвестиции временно свободных денежных средств» означает:

(i) инвестиции в прямые обязательства члена Европейского Союза, Соединенных Штатов или их агентств или обязательства, гарантированные членом Европейского союза, Соединенными Штатами или их агентствами, со сроком погашения один год с даты приобретения;

(ii) инвестиции в депозиты до востребования и срочные депозиты, депозитные сертификаты и депозиты валютного рынка со сроком погашения один год или менее с даты приобретения, выпущенные банком или трастом, созданным в соответствии с законодательством члена Европейского союза, Соединенных Штатов или какого-либо штата, если капитал, профицит и нераспределенная прибыль такого банка или траста вместе составляют более 500 миллионов долларов США (или эквивалентную сумму в иностранной валюте) и их непогашенный долг имеет рейтинг «A» (или эквивалентный рейтинг) или выше, присвоенный одним из Рейтинговых агентств;

(iii) инвестиции в обязательства по выкупу со сроком погашения не более 30 дней для типов базовых ценных бумаг, указанных в параграфе (i) выше, если банк отвечает

квалификационным требованиям, указанным в параграфе (ii) выше;

(iv) инвестиции в коммерческие бумаги со сроком погашения шесть месяцев или менее с даты приобретения, выпущенные корпорациями (кроме Аффилированных лиц КМГ), созданными и существующими в соответствии с законодательством члена Европейского союза или Соединенных Штатов, с рейтингом на момент инвестирования «P1» (или выше) согласно Moody's или «A1» (или выше) согласно S&P;

(v) инвестиции в ценные бумаги со сроком погашения шесть месяцев или менее с даты приобретения, выпущенные государством, содружеством или территорией члена Европейского союза или Соединенных Штатов или их административными единицами или налоговыми органами, с рейтингом «A» согласно S&P или «A» согласно Moody's;

(vi) инвестиции в фонды валютных рынков, инвестирующих почти все свои активы в типы ценных бумаг, указанные в параграфах (i)-(v) выше;

«Доллары США», «USD» или **«U.S.$»** означает законную валюту Соединенных Штатов Америки;

«Голосующие акции» Лица означает все классы Акционерного капитала такого Лица, находящиеся в обращении и обычно дающие право голоса (без наступления каких-либо условий) при избрании его совета директоров, управляющих и доверительных управляющих (или Лиц, выполняющих аналогичные функции).

В конце Условий и положений, приведенных в каждом Сертификате, будут указаны имена и офисы Агентов, указанные в конце настоящего Проспекта.

НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ КАЗАХСТАНА

Информация, представленная в настоящем разделе настоящего Базового проспекта, получена из общедоступных документов и публикаций. Мнения из различных источников в отношении представленной информации могут не совпадать. По поводу приведенной здесь статистической информации можно сказать, что аналогичные статистические данные могут быть получены из иных источников, однако базовые допущения и методология, а, следовательно, и результаты, могут меняться от источника к источнику. Соответственно, и Компания, и KMG Finance каждый принимает на себя ответственность только за точное воспроизведение таких выдержек в настоящем разделе настоящего Базового проспекта.

Вступление

Нефтегазовая отрасль имеет стратегическое значение для Республики Казахстан, поскольку является основным источником экспортных поступлений и резервов, бюджетных платежей и будущих прямых иностранных инвестиций. На 31 декабря 2008 г. на нефтегазовую промышленность приходилось примерно 30% государственных доходов и приблизительно 50% экспортных поступлений.

В советский период Казахстан был крупным поставщиком сырья. Страна обладает значительными, в большей степени неразведанными запасами нефти, природного газа и других полезных ископаемых. На 31 декабря 2008 г. самыми крупными нефтедобывающими странами в Каспийском регионе являлись Казахстан и Азербайджан. Ожидается, что в ближайшем будущем эти страны сохранят лидирующее положение в области нефтедобычи, что связано с ростом добычи на существующих месторождениях и разработкой недавно открытых месторождений, включая Кашаган. Россия играет важную роль в данном регионе, предоставляя транспортный коридор между Каспийским и Черным морями. В планы Правительства входит сохранение позиций Казахстана в качестве крупнейшего в СНГ объекта для прямых иностранных инвестиций.

Классификация запасов

В Казахстане используется собственная система классификации запасов нефти и газа, основанная на действующей в бывшем Советском Союзе системе и утвержденная приказом компетентного органа (на данный момент, Министерство нефти и газа), далее именуемая в настоящем Базовом проспекте – **Казахстанская методика**. При подсчете своих запасов Компания использует Казахстанскую методику, основное отличие которой от методик, применяемых в других странах мира, состоит в том, что оценка запасов осуществляется не на рентабельности извлечения нефтяных запасов. Соответственно, по данной методике, заявленные запасы не всегда соответствуют промышленным запасам и результатам подсчета запасов, выполняемых по различным методикам, и поэтому не могут быть точно приведены в соответствие. См. раздел *«Представление финансовой информации, информации по запасам и прочей информации – Определенная информация по запасам»*.

Система классификации по Казахстанской методике основана на степени освоенности запасов месторождения. Все скопления углеводородов в месторождении группируются вместе. После начала разработки месторождения все скопления в таком месторождении классифицируются как разрабатываемые запасы. Каждое месторождение обладает запасами двух подгрупп – рентабельные и нерентабельные запасы.

К рентабельным (или извлекаемым) запасам относятся запасы, извлечение которых экономически целесообразно при использовании существующих технологий и техники. Эта часть геологических запасов определяется коэффициентами извлечения. По степени разведанности запасы также делятся на доказанные (категории А, В, С1) и предварительно оцененные (неразведанные) (категории С2). В доказанных далее выделяются разрабатываемые (категории А и В) и разведанные (категория С1) запасы.

Запасы, которые на текущий момент не относятся к промышленным, классифицируются как

«ресурсы». Все численные данные, содержащиеся в настоящем Базовом проспекте, относятся только к запасам категорий А, В и С1 (далее – **запасы категорий А+В+С1**). Сведения по ресурсам в настоящий Базовый проспект не включены.

В таблице ниже приведено подробное описание каждой категории запасов, используемой в Казахстанской методике:

Категория А...	Запасы залежи (ее части), разрабатываемой в соответствии с утвержденным проектом разработки нефтяного или газового месторождения. Данные запасы изучены достаточно подробно, чтобы комплексно определить тип, форму и размеры залежи, степень насыщенности углеводородами, тип коллекторов, характер изменений характеристик коллектора, насыщение углеводородами в продуктивных пластах залежи, содержание и параметры углеводородов, а также основные характеристики залежи, определяющие условия разработки месторождения (режим операций, продуктивность скважин, пластовое давление, соотношение природного газа, конденсата и нефти, гидравлические характеристики и пр.)
Категория В	Запасы залежи (ее части), разрабатываемой в соответствии с проектом опытно-промышленной разработки (в случае газового месторождения) или утвержденной технологической схемы разработки (в случае нефтяного месторождения). Содержание природного газа, газового конденсата и нефти в данных запасах определяется по промышленным притокам в скважинах на различных глубинах.
Категория С1	Запасы, рассчитываемые по результатам промышленных притоков в эксплуатационных скважинах и данным геологической разведки с целью определения типа, формы и размеров залежи и строения коллектора. По результатам опробования пробуренных скважин, анализа керна и сравнения с ближайшими разведочными скважинами проводится анализ следующих характеристик: тип и параметры коллектора, насыщенность углеводородами, скорость вытеснения жидких углеводородов, уровень насыщения углеводородами в продуктивных пластах, содержание и характеристики углеводородов по пластам и стандартная продуктивность, пластовое давление, температура, баланс углеводородов, гидрогеологические и другие условия. На основании проделанного анализа формируются предварительные данные по опытно-промышленной разработке (в случае газового месторождения) или технологической схеме разработки (в случае нефтяного месторождения).

В грубом приближении, извлекаемые запасы категорий А и В можно сравнить с доказанными запасами, а запасы категории С1 с доказанными и прогнозными запасами в соответствии с международной методикой, хотя эти категории не обязательно во всем соответствуют международным методикам. Например, оценка извлекаемых запасов по Казахстанской методике обычно выше, чем по международным методикам, таким как международно-признанные классификации и методики «PRMS» (Petroleum Resources Management System – Система управления нефтяными ресурсами), особенно с учетом того, каким образом и в какой степени при оценке запасов учитываются коммерческие факторы.

Запасы и объемы добычи нефти

Согласно Статистическому обозрению компании «BP» «Мировая энергетика, 2010» (далее – **Отчет BP**), в Казахстане доказанные запасы нефти оцениваются на уровне 5,3 млрд тонн, а доказанные запасы природного газа на уровне 64,4 трлн. куб. футов (1,8 трлн $м^3$), или 3,2% и 1,0% мировых доказанных запасов, соответственно.

С учетом существующих темпов потребления (12 млн. тонн в 2009 г. согласно Отчету BP), по расчетам запасов нефти хватит приблизительно на 40 лет.

Казахстан занимает второе место по добыче нефти в странах СНГ (после России) и имеет в Каспийском регионе самые значительные извлекаемые запасы сырой нефти. В 2006, 2007, 2008 и 2009 гг. общий объем добычи нефти и газового конденсата в Казахстане составил 66,1 млн тонн, 68,4 млн. тонн, 72,0 млн. тонн и 78,0 млн. тонн, соответственно, несмотря на снижение мирового спроса на сырую нефть по причине мирового экономического кризиса, что представляет собой ежегодный прирост в 5,6%, 3,5%, 5,1 % и 8,5% соответственно.

Большую часть добываемых объемов нефти и газа Казахстан отправляет на экспорт. В 2007 г. Казахстан экспортировал 60,8 млн. тонн нефти, что составило порядка 90% от общей добычи нефти в Казахстане. В 2008 г. Казахстан экспортировал около 63,1 млн. тонн нефти, что составило приблизительно 88% от общей добычи нефти в Казахстане.

В таблице ниже представлены объемы добычи нефти (включая попутный газ) в Казахстане в указанные годы:

Добыча нефти					
2005	2006	2007	2008	Изменение от уровня 2007 (%)	Доля в мировой добыче 2008 (%)
		(млн. тонн в год)			
62,6	66,1	68,4	72,0	5,1	1,8

Источник: Статистическое обозрение компании «BP» «Мировая энергетика, 2009 г.»

В начале 2009 г. в Казахстане было зарегистрировано более 200 нефтяных и газовых месторождений. Наиболее крупными месторождениями являются месторождения Тенгиз, Кашаган и Карачаганак. Подробное описание месторождений Тенгиз и Кашаган, в которых Компания имеет прямое долевое участие, см. разделы *«Хозяйственная деятельность – Крупные месторождения других совместных предприятий и ассоциированных организаций – ТШО» и «Хозяйственная деятельность – Проекты по разведке – КСКП»*, соответственно.

Правительство Казахстана заявило, что ожидает увеличения производства до 90,0 млн тонн в год к 2010 году, и до 150,0 млн тонн в год к 2015 году. Большая часть указанного роста, как прогнозируется, произойдет на месторождениях Кашаган, Тенгиз и Карачаганак.

Месторождение Карачаганак

Месторождение Карачаганак разрабатывается совместным предприятием «Karachaganak Petroleum Operating B.V.» (далее – **КПО**), созданный между компаниями «BG Group», «ENI», «Chevron» и «Лукойл». Ни Компания, ни Правительства не имеет доли участия в месторождении Карачаганак. Участники международного консорциума, разрабатывающие месторождение Карачаганак, являются сторонами соглашения о разделе продукции, подписанного с Правительством

сроком на 40 лет и предусматривающего инвестиционные вложения в размере 16 млрд долларов США. Предполагается, что Правительству будет выплачено приблизительно 80% совместного дохода за 40-летний период концессии.

Месторождение Карачаганак является крупным нефтегазоконденсатным месторождением площадью 280 км^2, расположенным на северо-западе Казахстана. Данное месторождение было открыто в 1979 г. Оценочные запасы месторождения составляют 1,2 млрд. тонн жидких углеводородов и 1,3 трлн м3 газа. В 2009 г. на месторождении Карачаганак было добыто 11,9 млн тонн нефти и конденсата по сравнению с 11,6 млн тонн в 2008 г., и 11,6 млн тонн в 2007 г. Также на месторождении Карачаганак было добыто 14,5 млрд м^3 газа в 2009 г. и 14,2 млрд м^3 в 2008 и 2007 гг., соответственно.

В 2009 г., получение доступа к трубопроводам КТК и УАС позволило осуществить продажу определенного объема переработанных жидких углеводородов с месторождения Карачаганак по ценам международных рынков, а оставшиеся объемы продать на российском рынке. В течение 2009 г. на Карачаганаке продолжалась работа по сооружению четвертой производственной линии с целью увеличения экспорта переработанных жидких углеводородов.

В 2009 г. средний объем добычи на месторождении Карачаганак достиг рекордного уровня в 11,9 млн. тонн жидких углеводородов в год и 14,5 млрд. м^3 в год газа.

Разведка

Северо-Каспийский проект

В декабре 1993 г. Казахстанский сектор Каспийского моря был открыт для международной нефтяной геологоразведки. Семь международных нефтяных компаний («AGIP S.p.A.», «British Gas Exploration and Production Limited», «Mobil Oil Kazakhstan Inc.», «Shell Exploration B.V.», «Total EP Kazakhstan» и «BP Exploration Operating Company Limited» и «Statoil» (в альянсе)) и государственная компания «КазахстанКаспийШельф» были первоначально выбраны Правительством для создания КСКП, целью которого является разработка ряда крупных морских месторождений, включая месторождение Кашаган, в северной части Казахстанского сектора Каспийского моря.

КСКП оценивает, что объем запасов нефти категорий A+B+C1 на Кашагане, согласно Казахстанской методике, составляет 760 млн тонн. Более подробное обсуждение КСКП и его деятельности см. в разделе «*Хозяйственная деятельность – Разведка и добыча – Проекты по разведке – КСКП*».

Другие проекты по разведке

• В 2009 г. ТОО «Курмангазы Петролуем» пробурило скважину Курмангазы-2 стоимостью 36 млн долларов США на участке Курмангазы, расположенном на мелководье в центральной части северного Каспийского моря. Однако пробуренная скважина оказалась сухой.

• В ноябре 2009 г. компания «Caspian Meruerty Operating Company B.V.» успешно завершила бурение оценочной скважины на перспективной площади Хазар своего морского участка «Жемчужины». Нефтяная скважина Хазар-2 глубиной 2,032 м была пробурена на глубине вод в 9 м и по расчетам стоила 60,4 млн долларов США. Это первая успешная оценочная скважина, пробуренная на контрактной площади.

• Другие мероприятия по разведке и оценке на суше осуществлялись более мелкими игроками с переменным успехом.

Запасы и объемы добычи газа

В соответствии с Отчетом BP, на 31 декабря 2009 г. доказанные запасы природного газа в Казахстане оцениваются на уровне 1,82 трлн. м^3. Большая часть казахстанских запасов газа

расположена на западе страны вблизи Каспийского моря, причем месторождение Карачаганак содержит около 25% всех доказанных запасов. Другое важное газовое месторождение Амангельды расположено на юге страны, недалеко от Жамбула.

Казахстанский природный газ практически всегда представляет собой «попутный» газ, т. е. газ, добываемый вместе с нефтью. По этой причине на некоторых месторождениях, в том числе на Карачаганаке, производится повторная закачка значительных объемов газа в пласт с целью поддержания устьевого давления, необходимого для извлечения жидких флюидов. В долгосрочной перспективе, когда запасы жидких углеводородов будут истощены, этот газ можно будет извлечь. Объем газа, сжигаемого в факелах, постоянно уменьшается, поскольку в мае 2005 г. Правительство выпустило постановление о сокращении объемов добычи нефти до уровня, при котором сжигание газа в факелах не требуется (см. раздел «*Охрана окружающей среды, охрана труда и производственная безопасность – Воздействие производственной деятельности на окружающую среду – Выбросы в атмосферу*»).

С 1999 г. объемы добычи природного газа в Казахстане значительно возросли. В 1999 г. Республика Казахстан приняла закон, согласно которому недропользователи (такие как нефтяные компании) обязаны включить проекты утилизации газа в свои планы разработки месторождений. Вследствие этого закона объемы добычи природного газа постоянно увеличиваются, и к 2000 г. превысили уровни добычи советского периода. В соответствии с 15-летней стратегией развития МЭМР, ожидается, что годовые объемы добычи газа в Казахстане увеличатся до 52 млрд. $м^3$ к 2010 г. и 79 млрд $м^3$ к 2015 г. Увеличение объемов добычи казахстанского газа ожидается, главным образом, за счет попутного газа, добываемого на месторождениях Тенгиз, Карачаганак и Кашаган.

В таблице ниже представлены объемы добычи газа (включая попутный газ) в Казахстане в указанные годы:

Объем добычи газа

2006	2007	2008	2009 % по сравнению с 2008	2008 % мирового объёма
		(млн. тонн в год)		
21,5	24, 1	26,8	29,0	1,0

Источник: Статистическое обозрение компании «BP» «Мировая энергетика, июнь 2009 г.»

ТШО

На дату настоящего Базового проспекта крупнейшее совместное предприятие Компании ТШО, которому принадлежит самое крупное продуктивное месторождение в Казахстане, имело следующую структуру собственности: Компания (20%), прямо или косвенно через 100%-ные дочерние предприятия, «Chevron» (50%), «ExxonMobil Kazakhstan Ventures Inc.» (25%) и «LukArco» (5%). См. раздел «*Уставный капитал, единственный акционер и сделки со связанными сторонами – Отношения между Компанией и ТШО*», где рассмотрены договора на технологическое и внутреннее управление ТШО.

ТШО является оператором месторождения Тенгиз в Западном Казахстане, которое входит в число крупнейших разрабатываемых месторождений в мире по запасам категорий A+B+C1, и соседнего Королевского месторождения. Правительство предоставило ТШО исключительные права разработки месторождений в пределах участка площадью 4 000 $км^2$, прилегающего к Каспийскому морю, по Контракту на недропользование, который может быть продлен до 2033 г. Более детальное обсуждение ТШО и его деятельности см. в разделе «*Хозяйственная деятельность – Крупные месторождения других совместных предприятия и ассоциированных организаций – ТШО*» и «*Хозяйственная деятельность – Транспортировка – Транспортировка и продажа сырой нефти – ТШО*».

Перерабатывающие предприятия

Нефтепереработка в Казахстане строго регулируется Правительством через прямое управление и контроль над транспортными тарифами двумя национальными компаниями – собственно Компанией и АО «Казахстан Темир Жолы» (казахстанская железная дорога).

Казахстан обладает крупными или контрольными долями участия в трех крупных казахстанских нефтеперерабатывающих заводах, общий объем переработки нефти на которых составляет 105 млн баррелей в год. Эти НПЗ осуществляют поставки в северном регионе (в г. Павлодар), западном регионе (в г. Атырау) и южном регионе (в г. Шымкент). Павлодарский НПЗ в основном получает нефть по нефтепроводу из Западной Сибири, поскольку географическое положение российских месторождений определяет преимущества использования именно этого завода. Атырауский НПЗ, который недавно был реконструирован, работает исключительно на нефти, добываемой в северо-западном Казахстане. Шымкентский НПЗ в настоящее время перерабатывает нефть с казахстанских месторождений Кумколя, Актобе и Маката, хотя возможны поставки нефти по трубопроводу из России. Компания контролирует Атырауский НПЗ и недавно приобрела 49,72% долевого участия в ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс», являющемся собственником Шымкентского НПЗ. Более того, в августе 2009 была приобретена 100-процентная доля участия в нефтеперерабатывающей компании «RT», владеющей всем имуществом АО «Павлодарский НПЗ», включая долю в размере 58,0% в АО «Павлодарский НПЗ», обладающей лицензией на эксплуатацию Павлодарского НПЗ (при этом оставшаяся доля в 42,0% в Павлодарском НПЗ принадлежит государству). Нефтеперерабатывающая компания «RT» сдает в аренду свое имущество, состоящее из Павлодарского НПЗ, АО «Павлодарский НПЗ», которое и осуществляет эксплуатацию Павлодарского НПЗ.

В 2008 г. общий фактический объем переработки на Атырауском, Шымкентском и Павлодарском НПЗ в совокупности составил 12,3 млн .тонн сырой нефти. Ожидается, что к 2012 г. общий объем нефтепереработки в Казахстане достигнет 18 млн. тонн.

В январе 2009 г. Компания объявила о своих планах инвестировать 4,1 млрд долларов США в увеличение своих нефтеперерабатывающих мощностей в течение последующих шести лет путем расширения всех трех своих НПЗ. Компания планирует инвестировать 2,2 млрд долларов США в Атырауский НПЗ, 550 млн долларов США в Шымкентский НПЗ и 1,3 млрд. долларов США в Павлодарский НПЗ.

Контракты на недропользование

В Законе о недропользовании указано, что природные ресурсы в Казахстане принадлежат государству. Правительство заключает Контракты на недропользование в форме контрактов на разведку, добычу или разведку и добычу на определенный период времени. Запрещается осуществлять разведку без контракта на разведку. При обнаружении промышленных запасов держатель контракта на разведку обладает исключительным правом на заключение контракта на добычу путем проведения прямых переговоров с компетентным органом. Добыча и сбыт углеводородов осуществляются только в том случае, если соответствующая добывающая компания заключила с компетентным органом контракт на добычу, за исключением ограниченных объемов опытной добычи. Контракты на добычу могут регулировать права на добычу на нескольких участках.

Переговоры по Контракту на недропользование представляют собой сложный процесс, требующий согласования с рядом министерств, включая компетентный орган, и подготовки экономических моделей с обязательствами по финансовым затратам. В случае если переговоры по Контракту на недропользование не могут быть завершены, заявитель или добывающая компания рискует не получить права на разведку и (или) добычу в отношении рассматриваемого участка. Кроме того, после открытия промышленных запасов разведочная или добывающая компания и государственный орган (проектно-исследовательский институт) должны подготовить план разработки по каждому месторождению с подробным описанием объектов бурения и разработки. План разработки может периодически меняться с учетом меняющихся обстоятельств при условии, что все изменившиеся условия были утверждены компетентным органом. Неисполнение добывающей компанией условий Контракта на недропользование или плана разработки может привести к расторжению Контракта на недропользование и, соответственно, утрате всех прав на добычу.

Контракты на разведку предоставляют исключительное право на разведку запасов месторождений на указанной площади на срок до шести лет с даты их заключения. Контракты на добычу предоставляют недропользователям исключительное право на добычу ресурсов месторождений на указанной площади на срок до 25 лет с даты заключения, а в случае крупных и уникальных месторождений – до 45 лет с даты заключения контракта. Обычно срок действия совмещенных контрактов на разведку и добычу составляет до 31 года, или до 51 года для крупных месторождений.

См. раздел *«Деятельность – Разведка и добыча – Контракты на недропользование»*, где представлено описание лицензий и контрактов Компании.

24 октября 2007 г. в Закон о недрах были внесены изменения и дополнения, которые предоставляют Правительству право инициировать пересмотр условий Контрактов на недропользование и в одностороннем порядке расторгать Контракты на недропользование в отношении месторождений, имеющих «стратегическое значение». См. раздел *«Правовое регулирование в Казахстане – Поправки 2007 года к Закону о недропользовании»*.

Налоговый режим

Налоговый кодекс 2009 г., вступивший в силу 1 января 2009 г., внес ряд существенных изменений в налоговое законодательство Казахстана, касающихся нефтегазовой отрасли. См. раздел *«Анализ и обсуждение руководством результатов финансово-хозяйственной деятельности – Налогообложение»*.

13 июля 2010 года Правительство вновь установило экспортные таможенные пошлины на сырую нефть в размере 20 долларов США за тонну. Постановление вступило в силу 16 августа 2010 года. Правительство заявило о том, что данные пошлины могут быть увеличены и, возможно, значительно в ближайшем будущем. По ожиданиям Компании, повторное введение экспортных таможенных пошлин в размере 20 долларов США за тонну не окажет существенного влияния на результаты ее операционной деятельности за год, который завершиться 31 декабря 2010 года. Тем не менее, отсутствуют какие-либо гарантии в отношении того, что наложение экспортных таможенных пошлин не окажет существенного влияния на деятельность в будущие периоды, в случае их увеличения.

Лицензии на разведку

Правительство ограничило выдачу новых лицензий в процессе написания Налогового кодекса 2009 г., который вступил в силу 1 января 2009 г. Выдача лицензий, главным образом, осуществлялась для проведения геологоразведки на морских месторождениях Каспийского региона.

- В мае 2009 года контракт на разведку (концессионный) участка «Жамбыл» был подписан с консорциумом, возглавляемым компанией «KNOC», который получил 27% долевого участия в проекте, а оставшаяся часть находится у Компании.

- В июле 2008 г. Компания получила контракт на разведку участка «Мертвый Култук», расположенного в Мангистауской области.

- В июне 2009 г. компании ConocoPhillips и Mubadala подписали с Компанией соглашение о разработке участка «Н»; доля каждого участника в проекте составила 24,5%, доля Компании составила 51%. См. раздел *«Деятельность – Проект по участку «Н»*.

- В октябре 2010г. Правительство согласилось ускорить переговоры с компанией «CNPC» по участку «Дархан», расположенному к западу от полуострова Бузачи. Компания, CNPC и CNOOC достигли соглашения о совместной разработке этого участка в августе 2005 г., но никаких дальнейших соглашений до сегодняшнего дня подписано не было.

- В декабре 2008 г. Компания получила 30-летний контракт на разведку и добычу на месторождении Урихтау в Актюбинской области, который, как ожидается, обеспечит объемы газа для поставки с запада на юг Казахстана по запланированному трубопроводу Бейнеу-Бозой-Самсоновка.

Иностранные инвестиции в нефтегазовый сектор

В 2008 г. иностранные инвестиции в нефтегазовый сектор Казахстана составили приблизительно 11,5 млрд. долларов США по сравнению с приблизительно 11,5 млрд долларов США, 7,29 млрд долларов США в 2007 и 2006 гг., соответственно. Иностранные инвестиции в нефтегазовый сектор Казахстана осуществлялись совместными предприятиями с участием Компании и ее дочерних предприятий, а также в рамках соглашений о разделе продукции и концессионных соглашений на разведку. Основные проекты в Казахстане включают проекты на месторождениях Тенгиз, Карачаганак и Кашаган.

Экспорт нефти и газа

Обзор

Экспорт нефти осуществляется через Каспийское море, по железной дороге и трубопроводам. В таблице ниже представлены объемы экспорта нефти, экспортируемой по указанным маршрутам в 2009 г.:

Маршрут	**Объем экспорта нефти в 2009 г.** *(млн. тонн)*
Тенгиз-Новороссийск (трубопровод КТК)	28,1
Атырау-Самара	17,5
Морской порт Актау	11,1
Атырау-Алашанькоу	7,7

Источник: Агентство по статистике Республики Казахстан

Географическое положение Казахстана как страны, не имеющей выхода к морю, обуславливает важную роль трубопроводной инфраструктуры соседних стран в эксплуатации казахстанских углеводородных ресурсов, обеспечивающей им доступ на мировые рынки.

Направления экспорта казахстанской нефти

Трубопровод КТК, введенный в эксплуатацию в 2001 г., является основным трубопроводом, по которому экспортируется добытая в Казахстане нефть. Его протяженность составляет 1 510 км, начиная от месторождения Тенгиз, через Россию, до морского терминала КТК на Черном море, расположенного рядом с российским портом Новороссийск. КТК является первым магистральным трубопроводом на территории России, который не принадлежит Транснефти – российскому трубопроводному оператору. В мае 2008 г. Министерство энергетики Российской Федерации объявило об одобрении увеличения в два раза мощности трубопровода КТК. 17 декабря 2008 г. МЭМР, Министерство энергетики Российской Федерации и все прочие акционеры КТК (за исключением «Лукарко Б.В.») договорились начать расширение деятельности трубопровода КТК и подписали меморандум о расширении, который был утвержден другими акционерами в первом полугодии 2009 г. 16 декабря 2009 г. было утверждено окончательное соглашение о расширении. В соответствии с условиями соглашения акционеров КТК, проект трубопровода КТК должен увеличиться с 33 млн тонн в год до 67 млн тонн в год, из которых 52,5 млн тонн в год нефти и газа поступят из Казахстана. Проект расширения также предполагает строительство десяти нефтеперекачивающих станций (две – в Казахстане и 8 – в Российской Федерации), шести нефтехранилищ рядом с Новороссийском и третьего причала на нефтяном терминале КТК, а также замену 88 км трубопровода в Казахстане. Транснефть будет руководить проектом расширения в Российской Федерации, Shevron осуществит руководство расширением в порту

Новороссийска, в то время как Компания возглавит проект расширения в Казахстане. В результате расширения трубопровода КТК преимущественные права Компании на использование мощностей увеличатся до 14,3 млн тонн с 5,76 млн тонн. Примерные капитальные затраты на расширение мощности КТК составят 4 млрд долларов США, которые предполагается финансировать за счет собственных денежных потоков КТК, полученных от выручки за оказание услуг по транспортировке нефти, предоставленных акционерам КТК в соответствии с принадлежащими им преимущественными правами на использование мощностей и правами на использование избыточных мощностей на основании «договоров на транспортировку за фиксированную плату вне зависимости от объема перевезённой продукции» и, в случае необходимости, путем привлечения внешнего финансирования. Планируется завершить расширение до 2015 года.

В ноябре 2008 г. Казахстан начал поставлять нефть с месторождения Тенгиз через трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан, согласно оператору трубопровода компании «BP». Азербайджан и Казахстан обсуждали возможность экспорта казахстанской сырой нефти по трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан с 2002 г., и окончательное соглашение было подписано 16 июня 2008 г.

В октябре 2008 г. первая казахстанская нефть с проекта ТШО была отгружена через Каспий на экспорт по трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан, ознаменовав собой первую поставку неазербайджанской нефти по этому трубопроводу с момента его ввода в эксплуатацию в 2006 г. В последние два месяца 2008 г. через трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан с месторождения Тенгиз в среднем экспортировалось 21,9 млн баррелей нефти в год.

По трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан протяженностью 1 767 км сырая нефть транспортируется из Баку до нового морского терминала в турецком порту Джейхан в Средиземном море. Это первый трубопровод, напрямую соединивший Каспийское и Средиземное моря. К 2010 г. проектная мощность трубопровода возрастет до 50 млн тонн. Строительство трубопровода Баку-Тбилиси-Джейхан было завершено в мае 2005 г., в эксплуатацию он был введен в июле 2006 г. Предполагается, что трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан будет в основном использоваться для транспортировки нефти, добытой на месторождениях Азери, Чираг и Гюнешли в Азербайджанском секторе Каспийского моря, но, при условии наличия свободных мощностей, он может также использоваться и для транспортировки казахстанской сырой нефти, доставленной в Баку танкерами через Каспийское море по транскаспийской морской транспортной системе. Ожидается, что Казахстан получит доступ к трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан после достижения соглашения с Азербайджаном об основных условиях работы транскаспийской морской транспортной системы.

Трубопровод УАС транспортирует нефть с месторождений Атырауской и Мангистауской областей в Россию. Протяженность трубопроводной системы составляет приблизительно 1 232 км от Узеня на юго-западе Казахстана до каспийского порта Атырау, где он переходит на российскую территорию и присоединяется к системе Транснефти в Самаре.

В декабре 2005 г. Китай и Казахстан ввели в эксплуатацию 962-километровый трубопровод Атасу-Алашанькоу, являющийся частью трубопровода КК. Первоначальная мощность трубопровода Атасу-Алашанькоу составляет приблизительно 10 млн тонн в год, однако, начиная с 2010 г., ее проектная мощность возрастет до 20 млн тонн в год. Также рассматривается возможность прокладки других трубопроводных маршрутов из Казахстана, таких как трубопровод в Турцию через Кавказ и трубопровод через Иран и Афганистан. См. раздел *«Деятельность – Конкуренция»*.

В соответствии с международным соглашением между Казахстаном и Россией «О транзите нефти» от 7 июня 2006 г., на 31 декабря 2007 г. объем экспортной транспортировки был установлен в размере 148 млн баррелей нефти, за исключением проекта КТК, из которых, в соответствии с соглашением между Транснефтью и Компанией, 110 млн баррелей будут транспортироваться по трубопроводу Атырау-Самара, являющийся частью УАС, и 38 млн баррелей будут транспортироваться по трубопроводу Махачкала–Новороссийск. Казахстан также получил предложения об участии в развитии других экспортных маршрутов, включая Российскую Балтийскую трубопроводную систему, трубопровод Бургас-Александрополис и по интеграции в трубопроводы Дружба и Адрия. Модернизация трубопровода Атырау-Самара, проведенная в 2000 г., привела к увеличению его ежегодной пропускной способности с приблизительно 7,3 млрд баррелей до порядка

10,9 млрд баррелей. В июне 2002 г. Казахстан и Россия подписали 15-летнее соглашение о транзите нефти, согласно которому казахстанский экспорт через российскую трубопроводную систему составит 127,75 млн баррелей нефти в год. По завершении проекта трубопровода КК, ожидается увеличение объемов транспортировки по трубопроводу Атырау-Самара, но его значимость будет относительно меньше.

До строительства трубопроводов УАС и КТК транспортировка по железной дороге была одним из основных экспортных маршрутов для сырой нефти, добытой в Казахстане. Железнодорожная инфраструктура остается альтернативным вариантом транспортировки.

Более детальное описание Казахстанской нефтепроводной инфраструктуры см. в разделе «*Хозяйственная деятельность – Транспортировка – Транспортировка сырой нефти*».

Направления экспорта казахстанского газа

В Казахстане существует две отдельные системы внутренней транспортировки природного газа: одна на западе, обслуживающая месторождения природного газа, на которых ведется добыча, и одна на юге, используемая главным образом для доставки импортируемого природного газа потребителям в южных регионах страны, включая г. Алматы.

Нехватка внутренних трубопроводов, соединяющих газоносные районы Казахстана и промышленные районы (между Алматы и Шымкентом) затрудняет разработку природных ресурсов в Казахстане. Так как казахстанский природный газ является потенциальным конкурентом российского, ведутся работы по строительству нескольких экспортных газопроводов для экспорта природного газа из прикаспийского региона, что может способствовать открытию новых рынков для казахстанского природного газа.

В августе 2007 г. между Казахстаном Правительством и Китаем было достигнуто соглашение о сотрудничестве в связи со строительством и эксплуатацией Азиатского газопровода, который пройдет от Туркменистана через Хоргос и до Китая, проходя по территории Казахстана. Строительство Азиатского газопровода будет завершено двумя этапами. 12 декабря 2009 г. был завершен первый этап данного проекта с пропускной мощностью в 10 млрд $м^3$ в год. Второй этап с проектной пропускной мощностью в 40 млрд $м^3$ в год планируется завершить до конца 2011 г.

Кроме того, Трубопровод САЦ, имеющий два участка трубопровода САЦ – в настоящее время является основным экспортным газопроводом из Средней Азии. Два участка Трубопровода САЦ соединяются в городе Бейнеу на юго-западе Казахстана перед переходом на территорию России в Александров Гае и подсоединением к российской трубопроводной системе. Таким образом, Казахстан является основным транзитным маршрутом для транспортировки газа из Туркменистана в Россию и другие рынки стран СНГ.

На севере страны Казахстан разрабатывает возможность экспорта природного газа через российскую газопроводную систему. Природный газ с месторождения Карачаганак в настоящее время отправляется на север, на Оренбургский газоперерабатывающий завод. В настоящий момент предпринимаются шаги по расширению данного маршрута и увеличению его экспортной мощности. Часть газа, направляемого в Оренбург, отправляется далее для продажи в рамках российской системы, а часть возвращается обратно в Казахстан.

Поставки природного газа в Южный Казахстан осуществляются из Узбекистана по трубопроводу Ташкент-Бишкек-Алматы. Данный трубопровод проходит через территорию Узбекистана перед тем, как дойти в г. Шымкент, пересекает Кыргызстан и заканчивается в г. Алматы. Зависимость южных регионов Казахстана от импортного газа была уменьшена вследствие разработки Амангельдинского месторождения природного газа.

Более детальное описание казахстанской газопроводной инфраструктуры см. в разделе «*Хозяйственная деятельность – Транспортировка – Транспортировка и хранение газа*».

Нефтегазовая промышленность региона

Хотя Россия и доминирует в области поставок нефти в регионе благодаря своим огромным и недоразработанным запасам, прикаспийские государства призваны сыграть важную роль, и значение Казахстана и Азербайджана постоянно увеличивается. С начала десятилетия темпы роста поставок российской нефти заметно замедлились, в то время как Каспийский регион продолжает расширяться.

Региональное потребление и добыча нефти

В таблице ниже приведены основные потребители нефти в регионе:

Страна	**2006**	**2007**	**2008**
		(млн. тонн в год)	
Азербайджан	4,8	4,5	3,3
Казахстан	**10,9**	**10,5**	**10,9**
Польша	24,8	25,6	24,9
Румыния	10,5	11,0	10,6
Россия	130,1	129,6	130,4
Туркменистан	4,9	5,1	5,5
Украина	15,3	15,6	15,5

Источник: Статистическое обозрение компании «BP» «Мировая энергетика, 2009 г.»

Согласно данным исследовательской организации «Business Monitor International» (далее – **BMI**), в 2008 г. региональное потребление нефти составило 257,4 млн тонн в год. Доля Казахстана в общем объеме регионального потребления нефти в 2008 г. составляла 4,21%.

В таблице ниже приведены основные производители нефти в регионе:

Страна	**2006**	**2007**	**2008р**
		(млн. тонн в год)	
Азербайджан	31,4	41,7	44,7
Казахстан	**68,5**	**71,6**	**72,0**
Польша	1,0	0,8	0,8
Румыния	5,0	5,0	4,7
Россия	469,2	479,3	488,5
Туркменистан	8,9	9,5	10,2
Украина	4,0	4,0	3,8

Источник: Статистическое обозрение компании «BP» «Мировая энергетика, 2009 г.»

По данным BMI, общая добыча нефти в регионе оценивается на уровне 622,4 млн тонн в год. По расчетам, доля Казахстана в 2008 г. составила 12% от общего объема добычи нефти в регионе.

Объемы экспорта нефти постоянно увеличиваются. В 2001 г. регион экспортировал в среднем 200,8 млн тонн в год. По расчетам, в 2008 г. общий показатель объема экспорта вырос до 365 млн тонн в год.

Перерабатывающая мощность региона

В 2001 г. перерабатывающая мощность региона составила 432,2 млн. тонн в год и впоследствии

постепенно увеличивалась, достигнув в 2008 г., по расчетам, 463,9 млн тонн в год.

Доля Казахстана в общем показателе перерабатывающей мощности региона в 2008 г., по расчетам, составила 4,42%.

Региональное потребление и добыча газа

Что касается природного газа, в 2008 г., согласно расчетам, региональное потребление составило 637 млрд. $м^3$, а региональная добыча – 783 млрд. $м^3$. Доля Казахстана в объеме потребления газа в 2008 г., по расчетам, составила 3,4%, а его доля в объеме добычи – 4,5%.

Уполномоченные органы

Министерство нефти и газа

В 2002 г. Правительство внесло ясность в разделение функций между Компанией и государственными органами, имеющими отношение к нефтегазовой отрасли (Постановление Правительства №707 от 29 июня 2002 г.) В 2002 г. Правительство также утвердило правила для Компании по представлению интересов государства в контрактах на недропользование, путем обязательного участия Компании в нефтегазовых проектах (Постановление Правительства №708 от 29 июня 2002 г.). Компании предоставлено право действовать в качестве «уполномоченного органа» в отношении контроля, мониторинга и регулирования нефтегазовых операций в рамках Соглашений о разделе продукции.

Указом Президента от 12 марта 2010 г. было реорганизовано несколько министерств, включая учреждение Министерство нефти и газа. Надзорная функция МЭМР над энергетической, горнорудной и атомной промышленностями была передана вновь созданному Министерству Индустрии и новых технологий Республики Казахстан.

Согласно новому закону о недропользовании (как определено ниже) и Положению о Министерстве нефти и газа (одобрено решением Правительства №454 от 20 мая 2010 года), некоторые некоммерческие или регулирующие функции Компании как «уполномоченного органа» Правительства были переданы Министерству нефти и газа, включая, среди прочего, представление некоммерческих (регуляторных, в качестве компетентного органа) интересов государства в рамках Соглашений о разделе продукции.

Создание Министерства нефти и газа и соответствующая передача некоммерческих и регулирующих функций от Компании в Министерство нефти и газа не должны негативно повлиять на коммерческие интересы Компании, включая, среди всего прочего, представление коммерческих интересов государства в рамках соглашений о разделе продукции по Северо-Каспийскому проекту и Карачаганакскому месторождению.

ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ В КАЗАХСТАНЕ

Регулирование прав недропользования в Казахстане

Общая информация

В Казахстане недра и природные ресурсы принадлежат Государству, в соответствии с Конституцией Республики Казахстан. Государство обеспечивает доступ к недрам на условиях и в рамках ограничений, предусмотренных Новым Законом о недропользовании (как определено ниже). Если иное не предусмотрено законодательством Республики Казахстан и контрактами на недропользование, минеральное сырье принадлежит недропользователю на правах собственности (или, в случае государственного предприятия, на правах хозяйственного управления или оперативного ведения). Компетентный орган (которым ранее было МЭМР, но с 12 марта 2010 г. и в настоящий момент им является Министерство нефти и газа (МНГ) и Министерство индустрии и новых технологий (далее – **Компетентный орган**) от имени Государства предоставляет права на разведку и добычу. Права недропользования предоставляются на определенный период времени, который может быть продлен до истечения срока действия соответствующего контракта и лицензии (если разрешено), с учетом определенных ограниченных и условий. Права недропользования могут быть отозваны Компетентным органом, если среди всего прочего, недропользователи не выполняют взятые на себя договорные обязательства, которые могут включать периодическую уплату роялти и налогов государству и соблюдение требований по разработке полезных ископаемых, охране окружающей среды, охране труда и техники безопасности.

До августа 1999 г. права на недропользование в нефтяном и горнодобывающем секторе предоставлялись путем выдачи лицензии и заключения соответствующего контракта на недропользование. В августе 1999 г. государство, пытаясь упростить существовавший порядок, отменило такую двухступенчатую процедуру. В настоящее время права недропользования предоставляются только на основе контракта на недропользование, и никакой лицензии не требуется. Некоторым предприятиям, входящим в состав Компании, права недропользования были предоставлены в рамках режима «лицензия и контракт», существовавшего до августа 1999 г. См. раздел «*Нефтегазовая промышленность Казахстана – Контракты на недропользование*».

Преимущественное право Государства и регулирование прав недропользования

Существовало четыре основные стадии регулирования недропользования в Казахстане:

- со дня независимости Казахстана в 1991 году по 1994 год;
- лицензионно-контрактный режим с августа 1994 по август 1999 года, который состоял из двух периодов: (i) с августа 1994 по январь 1996 года (ii) с января 1996 года по август 1999 года;
- контрактный режим, который вступил в силу в августе 1999 года и контролировался старым законом о недропользовании, с периодическими поправками;
- текущее регулирование деятельности нефтегазового сектора Новым законом о недропользовании, принятым в июне 2010 года.

Старый закон о недрах и изменения и дополнения к нему от 1999 г.

Нормативно-правовая система, которая регулировала права недропользования Компании в соответствии с контрактами на недропользование, стороной которых она является, была установлена с принятием Закона Республики Казахстан №2828 «О недрах и недропользовании» от 27 января 1996 г. (далее – **Закон о недрах**). В августе 1999 г. Законом №467-1 «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты о недропользовании и нефтяных операциях в Республике Казахстан»

в старый Закон о недрах были внесены изменения и дополнения (далее – **Поправки 1999 г.**). Поправки 1999 г. упростили порядок получения прав недропользования, позволив компетентному органу предоставлять эти права на договорной основе без необходимости предварительно выдавать лицензию (которая требовалась по ранее действовавшей системе регулирования).

Изменения и дополнения в старый закон о недрах от 2004-2005 гг.

В старый Закон о недрах были также внесены изменения Законом №2-III «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты о недропользовании и нефтяных операциях в Республики Казахстан» от 1 декабря 2004 г. и Законом №79-3 «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты о недропользовании и проведении нефтяных операций в Республике Казахстан» от 14 октября 2005 г. (далее – **Поправки 2004-2005 гг.**). Поправки 2004-2005 гг. (в частности, ст. 71 старого закона о недрах) предусматривали преимущественное право Государства (в лице Правительства) на приобретение любого отчуждаемого права недропользования и (или) акций или долей участия в каком-либо юридическом лице, которое может прямо или косвенно влиять или определять решения другого лица, имеющего право недропользования, если основная деятельность контролирующего лица связана с недропользованием в Казахстане (далее – **Преимущественное право государства**). Это дало государству преимущественное право в отношении любой такой передачи на условиях не хуже, чем условия, предложенные другими покупателями.

Поправки 2004-2005 гг. также определяют режим регулирования, позволяющий недропользователям передавать свои права недропользования в залог.

Изменения и дополнения в старый закон о недрах от 2007

В октябре 2007 г. Казахстан принял новые поправки в старый закон о недрах (далее – **Поправки 2007 г.**). Поправки 2007 г. вступили в силу 3 ноября 2007 г. В соответствии с поправками была введена концепция «месторождений, имеющих стратегическое значение», перечень которых был утвержден Правительством 13 августа 2009 года. В соответствии с поправками компетентному органу было предоставлено право инициировать пересмотр условий контрактов на недропользование и требовать: (a) внесение изменений и (или) дополнений в контракты на недропользование в случаях, когда деятельность, осуществляемая недропользователями на месторождениях, имеющих «стратегическое значение», приводит к существенному изменению баланса экономических интересов государства и создает угрозу национальной безопасности, и (b) расторжения контракта на недропользование, в случаях, когда стороны не внесли соответствующие поправки и (или) дополнения в контракт на недропользование в течение шести месяцев с даты достижения договоренности о соблюдении экономических интересов Государства (**Право на месторождения, имеющие стратегическое значение**). Поправки 2007 г. имели обратную силу в отношении ранее заключенных контрактов на недропользование, которые, как считалось, имели стратегическое значение.

Новый Закон о недрах

Новый Закон Республики Казахстан "О недрах и недропользовании" (№ 291-IV от 24 июня 2010 года) (далее – "**Новый Закон о недропользовании**") замещает два основных закона, регламентирующих отношения Государства и недропользователей в нефтегазовой отрасли – Старый закон о недропользовании и Закон Республики Казахстан "О нефти" (№ 2350 от 28 июня 1995 года, с учетом поправок) (последний дублировал большинство положений Старого закона о недропользовании). Помимо всего прочего, в задачи принятия Нового Закона о недропользовании входило следующее: (i) консолидация существующих дублирующих друг друга законов и постановлений, имеющих отношение к недрам и недропользованию, включая относящиеся к нефти и газу; (ii) внесение разъяснений в области, которые носили неопределенный характер, за счет внесения дополнительных процедур (в частности, имеющих отношение к получению различных согласий/утверждений/отказов со стороны Компетентного органа; и (iii) существенное устранение стабилизации условий контрактов на недропользование в дальнейшем.

В соответствии с Новым законом о недропользовании, права недропользования могут быть постоянными или временными, отчуждаемыми и неотчуждаемыми, возмездными и безвозмездными. Большинство видов деятельности, связанной с недропользованием осуществляется на основе временного и возмездного недропользования (за исключением добычи общераспространенных полезных ископаемых для собственных нужд недропользователя на земельных участках, принадлежащих на основе права собственности или пользования, которая осуществляется на основе права постоянного и безвозмездного недропользования). Права недропользования предоставляются в результате поведения тендера за рядом исключений. Например, контракт на недропользование на разведку и добычу с Компанией должен заключаться на основе прямых переговоров, без проведения тендера.

Права недропользования могут быть предоставлены физическим и юридическим лицам Республики Казахстан и иностранных государств. Недропользователю гарантируется защита его прав в соответствии с законодательством Республики Казахстан. Любые поправки и дополнения, вносимые в законодательство, которые негативно сказываются на результатах коммерческой деятельности недропользователя, осуществляемой по контракту о недропользовании, не применяются в отношении таких контрактов на недропользование, заключенных до момента принятия таких поправок или дополнений. Такие гарантии не применяются в отношении изменений, вносимых в законодательство Республики Казахстан в области национальной безопасности, обороноспособности, охраны окружающей среды, здравоохранения, налогообложения и таможенных постановлений.

Следующие важные права Государства были перенесены из Старого Закона о недропользовании в Новый Закон о недропользовании:

Право преимущественной покупки полезных ископаемых

Государство имеет преимущественное перед другими лицами право на приобретение полезных ископаемых недропользователя по ценам, не превышающим цены, применяемой недропользователем при совершении сделок с соответствующими полезными ископаемыми, сложившиеся на дату совершения сделок, за вычетом транспортных расходов и затрат на реализацию.

Право на реквизицию полезных ископаемых

В случае введения чрезвычайного или военного положения Правительство 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, применяемой недропользователем при совершении сделок с соответствующими полезными ископаемыми на дату реквизиции, за вычетом транспортных расходов и затрат на реализацию

Приоритетное право государства

В Новом Законе о недропользовании различаются понятия права недропользования и объектов, связанных с правом недропользования ("**Объекты**"), которые являются долями участия (акциями, ценными бумагами, подтверждающими право собственности на акции, ценные бумаги, конвертируемые в акции) в юридическом лице, обладающим правом недропользования, а также в юридическом лице, которое имеет возможность прямо и (или) косвенно определять решения и (или) оказывать влияние на принимаемые таким недропользователем решения ("**Контролирующее юридическое лицо**"), если у Контролирующего юридического лица основная деятельность связана с недропользованием в Республике Казахстан. Концепция приоритетного права Государства была перенесена из Старого Закона о недропользовании (ранее Статья 71 Закона о недропользовании) в

статью 12 Нового Закона о недропользовании в отношении как прав недропользования, так и Объектов. Приоритетное право Государства применяется с обратной силой в отношении всех существующих контрактов, в также в отношении возможных будущих контрактов.

С учетом определенных ограниченных исключений, о которых говориться в разделе "*Право предоставления согласия на передачу прав недропользования и объектов, связанных с правами недропользования*" в целях осуществления любой передачи прав недропользования или Объектов, необходимо получение отказа государства от его приоритетного права.

Приоритетное право Государства также действует в отношении любого первоначального публичного предложения акций на организованном рынке ценных бумаг или ценных бумаг, подтверждающих право собственности на акции, или ценные бумаги, конвертируемые в акции юридического лица недропользователя или Контролирующего юридического лица, включая первоначальное публичное предложение ценных бумаг дополнительного выпуска такого юридического лица на организованном рынке ценных бумаг. Более того, за исключением определенных обстоятельств, приведенных ниже, на проведение такого публичного предложения необходимо получение разрешения Компетентного органа, предоставляемое в соответствии с положениями Нового Закона о недропользовании.

Право предоставления согласия на передачу прав недропользования и объектов, связанных с правами недропользования.

Передача права недропользования (или его части) и Объектов, включая случаи обращения взыскания (включая залог) осуществляется только с разрешения Компетентного органа в соответствии с положениями Статьи 36 Нового Закона о недропользовании (положения которого в Новом Законе о недропользовании соответствует положениям Статьи 14 Старого Закона о недропользовании) и в соответствии с порядком, определенным в статье 37 Нового Закона о недропользовании.

Кредитная линия, обеспеченная залогом в виде права недропользования должна использоваться только в целях недропользования или реорганизации или перемещения недропользователя на контрактной территории, как предусмотрено соответствующим контрактом на недропользование, самим недропользователем, или полностью принадлежащей ему дочерней организацией.

Для проведения первоначального публичного предложения акций на организованном рынке ценных бумаг или других ценных бумаг, подтверждающих право собственности на акции, или ценных бумаг конвертируемых в акции юридического лица недропользователя или Контролирующего юридического лица, включая размещение ценных бумаг дополнительного выпуска такого юридического лица на организованном рынке ценных бумаг, требуется получение разрешения Компетентного органа. При этом, получение согласия Компетентного органа не требуется в следующих случаях:

- проведение сделок по отчуждению акций или других ценных бумаг, подтверждающих право собственности на акции, или ценные бумаги, конвертируемые в акции, которые торгуются на организованном рынке ценных бумаг и были выпущены юридическим лицом недропользователем или Контролирующим юридическим лицом;
- передача полностью или частично права недропользования и (или) Объекта:
    - по меньшей мере 99% доли участия (пакета акций) которого прямо или косвенно принадлежат недропользователю, при условии, что такая дочерняя организация не зарегистрирована в юрисдикции с льготным налоговым режимом (так называемые "оффшорные юрисдикции, находящиеся в черном списке");
    - между юридическими лицами, по меньшей мере 99% доли участия (пакета акций) каждого из которых прямо или косвенно принадлежат одному и тому же лицу, при

условии, что приобретатель полностью или частично права недропользования и (или) Объекта не зарегистрирован в юрисдикции с льготным налогообложением.

- передача акций (долей участия) юридического лица недропользователя, если в результате такой передачи, лицо приобретает право прямо или косвенно контролировать менее 0,1 процента долей участия (пакета акций) в уставном капитале недропользователя.

В данных случаях предоставление отказа Государства от приоритетного права не требуется.

Более того, Новый Закон о недропользовании не допускает передачу права недропользования в течение двух лет после даты вступления в силу контракта на недропользование, за исключением случаев, о которых говориться в пунктах 2 и 3 выше, а также в случае:

- передачи или приобретения прав недропользования национальным управляющим холдингом (т.е Самрук-Казына), национальной компанией (т.е. Компания) или их дочерними организациями;
- обращения взыскания на право недропользования, находящееся в залоге; и
- передача или приобретение прав недропользования при реорганизации юридического лица, который является держателем права недропользования.

Несмотря на то, что Новый Закон о недропользовании в какой-то степени порядок получения отказа Государства от его приоритетного права и выдачу согласия (и регистрацию, в соответствующих случаях) Компетентного органа, в ряде случаев, такой порядок по-прежнему остается неточным, и Новый Закон о недропользовании остается неиспытанным в данном отношении. Также остается неясным, сколько времени потребуется для получения отказа Государства от его приоритетного права и согласия Компетентного органа, при этом, представляется, что получение необходимого согласия может быть длительным процессом (который может измеряться месяцами).

В случае принятия Государством решения об осуществлении им приоритетного права на приобретения права недропользования или Объектов, такое право недропользования или Объекты должны быть приобретены в течение периода, не превышающего шесть месяцев с даты принятия Государством такого решения.

В соответствии с Новым Законом о недропользовании, Государство осуществляет свое приоритетное право через Самрук-Казына, Компанию или назначенного государственного агента, в целях чего Компетентный орган, с учетом рекомендаций специальной Межведомственной комиссии по исполнению приоритетного права ("**Межведомственная комиссия**"), должен принимать решения от имени Государства по приобретению отчуждаемого права собственности или Объекта фондом Самрук-Казына или Компанией. В случае, если Самрук-Казына или Компания заявят о своем намерении осуществить приобретение, Межведомственная комиссия предоставляет рекомендации Компетентному органу в отношении назначения Самрук-Казына или Компании в качестве приобретателя от имени Государства. Если Самрук-Казына или Компания не выразят желания о приобретении права недропользования или Объекта, Правительство определяет государственный орган, уполномоченное на их приобретение. Самрук-Казына или Компания или назначенный государственный орган инициируют переговоры с недропользователем, держателем Объектов после принятия решения Государством об осуществлении приоритетного права. В соответствии с Новым Законом о недропользовании, Компания приобретает отчуждаемое право недропользования или Объекта на условиях, не хуже, чем предлагаемые предполагаемыми приобретателями.

Согласия на залог прав недропользования и Объектов

В соответствии с требованиями Нового Закона о недропользовании четко определено, что права недропользования и Объекты могут быть переданы в залог только с разрешения Компетентного органа. Залогодатель прав недропользования или Объекта несет ответственность за получение согласия Компетентного органа, которое должно быть получено в порядке и в соответствии с процедурами, предусмотренными Новым Законом о недропользовании на получение согласия Компетентного органа на передачу прав недропользования и (или) Объектов. Любые сделки или иные связанные действия, осуществляемые без получения согласия Компетентного органа на передачу в залог считаются недействительными с даты их заключения или осуществления.

Расторжение контрактов на недропользование

В соответствии со Статьей 72.3 Нового Закона о недропользовании. Компетентный орган вправе в одностороннем порядке досрочно прекратить действие контракта в следующих случаях:

- при неустранении недропользователем в указанный в уведомлении Компетентного органа срок более двух нарушений обязательств, установленных контрактом на недропользование либо проектными документами;
- при передаче недропользователем права недропользования и (или) объектов, связанных с правом недропользования без разрешения Компетентного органа, в случаях когда такое разрешение требовалось в соответствии с Новым Законом о недропользовании.

Внесение изменений в контракты на недропользование в отношении прав на месторождения «стратегического значения»

Как в случае со Старым Законом о недропользовании, в соответствии с Новым законом о недропользовании, Государство имеет право инициировать пересмотр условий Контрактом на недропользование и требовать внесение поправок и (или) дополнений в контракты на недропользование при обстоятельствах, когда деятельность недропользователя в области месторождений «стратегического значения» приводит к существенным изменениям экономических интересов Государства, которые ставят под угрозу национальную безопасность и, при таких обстоятельствах, Государство имеет право в одностороннем порядке прекратить действие контрактов на недропользование в следующих случаях:

- в срок до двух месяцев со дня получения уведомления от Компетентного органа об изменении и (или) дополнении условий контракта на недропользование, недропользователь письменно не подтвердит свое согласие на ведение переговоров по изменению и (или) дополнению условий контракта либо откажется от их ведения;
- 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;
- в срок до шести месяцев с даты достижения согласованного решения по восстановлению экономических интересов Государства стороны не подпишут изменения и (или) дополнения в условия контракта.

В отличие от Старого Закона о недропользовании, Новый Закон о недропользовании четко предусматривает, что изменения и (или) дополнения в контракт на недропользование могут быть инициированы в отношении контракта на недропользование, который была заключен ранее.

Как и в Старом Законе о недропользовании, в соответствии с Новым законом о недропользовании, изменения в контракт на недропользование могут быть внесены по обоюдному согласию и в соответствии с законодательством Республики Казахстан и положениями контракта.

Как и в случае со Старым законом о недропользовании, Новый Закон о недропользовании в общем определяет требования, в соответствии с которыми недропользователи должны соблюдать

требования по наличию местного содержания, включая участие казахстанских поставщиков и казахстанских работников. Настоящие общие требования должны быть прописаны в контрактах о недропользовании.

Стабилизация и налогообложение контрактов на недропользование

В соответствии с Новым Законом о недропользовании, недропользователю гарантируется защита его прав в соответствии с законодательством Республики Казахстан. Любые изменения или дополнения, вносимые в законодательство, которые негативно сказываются на коммерческой деятельности недропользователя по контракту на недропользование, не применяются в отношении контрактов, заключенных до внесения таких изменений или дополнений, за исключением внесения изменений в законодательство Республики Казахстан в области национальной безопасности, обороноспособности, охраны окружающей среды, здравоохранения, налогообложения и таможенного регулирования.

Настоящее положение Нового Закона о недропользовании было принято, помимо всего прочего, в целях обращения недропользователей к положениям налогового кодекса 2009 года. В свете применения такого положения Нового Закона о недропользовании, в отношении недропользователей действуют налоги и таможенные пошлины (такие как экспортные пошлины на сырую нефть), которые могут меняться в зависимости от изменений, вносимых в законодательство Республики Казахстан.

Экспортная пошлина на нефть и газ

Хотя, согласно Налоговому кодексу 2009 г., экспортная пошлина на ввоз сырой нефти была фактически заменена рентным налогом, в 2010 г. Правительство снова ввело таможенную пошлину на экспорт сырой нефти, как в 2008 г.

15 октября 2005 г. Правительство приняло постановление № 1036, которым утвердило список определенных нефтепродуктов, на экспорт которых налагаются таможенные пошлины (далее – **Постановление ЭП**). Изначально предполагалось, что Постановление ЭП должно способствовать развитию нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности. Согласно поправкам к Постановлению ЭП от 8 апреля 2008 г. «сырая нефть» была внесена в список нефтепродуктов, перечисленных в Постановлении ЭП. Эти поправки вводили таможенную пошлину в размере 109,91 долларов США за тонну экспортированной сырой нефти. Согласно поправкам к Постановлению ЭП от 29 августа 2008 г., пошлина возросла до 203,8 долларов США за тонну экспортированной сырой нефти с последующим снижением до 139,79 долларов США за тонну экспортированной сырой нефти с 20 января 2009 г. 27 января 2009 г. был установлен «нулевой» налог. Хотя введение «нулевого» налога трактовалось как антикризисная мера, многие недропользователи утверждали, что их контракты о недропользовании были стабилизированы с целью дальнейшего налогообложения и что, следовательно, налагать на них пошлину в любом случае не нужно.

Согласно последним поправкам Постановления ЭП (утвержденных Постановлением Правительства № 709 от 13 июля 2010 г., вступивших в силу 15 августа 2010 г.), налог на экспорт сырой нефти составляет 20 долларов США за тонну. Поправки 2010 г. к Постановлению ЭП предполагают, что экспортные пошлины на сырую нефть не распространяются на (i) экспорт недропользователей, использующих сыру нефть, добытую согласно контрактам о разделе продукции, если такие контракты были подписаны с Правительством или Компетентным органом до 1 января 2009 г., прошли обязательную налоговую проверку и в них прописано освобождение от экспортных пошлин на сырую нефть; и (ii) экспорт недропользователей, использующих сырую нефть, добытую согласно контрактам о недропользовании, которые не являются контрактами о разделе продукции и которыми предусмотрено, что недропользователь освобожден от платы экспортных пошлин на сырую нефть, кроме сырой нефти, экспортируемой недропользователем с платой роялти.

Операции на море

Новый Закон о недропользовании предусматривает, что национальной компании (т.е. Компании) должно быть предоставлено, по крайней мере, 50% долевого участия в контрактах на недропользование на разработку месторождений на море.

Согласно с Новым Законом о недропользовании, разведка в соответствии с контрактами о недропользовании, в которых Компания является участником, должна финансироваться ее стратегическим партнером, если иное не предусмотрено соглашением о совместной деятельности.

Урегулирование споров

Новый Закон о недрах предусматривает, что споры, возникающие в связи с контрактом на недропользование, в первую очередь должны разрешаться путем переговоров, во вторую очередь, если спор не удается урегулировать путем переговоров, стороны контракта на недропользование имеют право решать споры в соответствии с законодательством Казахстана и международными договорами, ратифицированными Казахстаном.

Регулирование прав по разделу продукции при проведении нефтяных операций на море

Закон о соглашениях о разделе продукции

Закон Республики Казахстан «О соглашениях о разделе продукции» был принят 8 июля 2005 г., № 68-III (далее – **Закон об СРП**), который, вместе с другими законами о недропользовании, являлся в Казахстане применимым правом для СРП, был отменен из-за принятия нового Налогового кодекса 10 декабря 2008 г. Закон об СРП был признан утратившим силу 1 января 2009 г. Никаких законодательных актов вместо Закона об СРП введено не было. Согласно Новому Закону о недропользовании (как указано выше), СРП не являются особой формой принятого контракта о недропользовании. Следовательно, Новый Закон о недропользовании не разрешает Государству входить в новые СРП с подрядчиками, хотя СРП, заключенные до принятия Нового Закона о недропользовании, остаются в силе.

Закон об СРП был единственным законом, регулировавшим исключительно соглашения о разделе продукции, и применялся к нефтяным операциям в казахстанском секторе Каспийского и Аральского морей.

По закону об СРП основным методом получения нефтяных участков были открытые и закрытые тендеры, если иное не было предусмотрено в международных договорах или контрактах с участием Правительства. Компании было предоставлено право долевого участия не менее 50% во всех заключаемых Правительством соглашениях о разделе продукции на море в качестве подрядчика. Кроме того, СРП могли заключаться путем прямых переговоров между Компанией, являвшейся уполномоченным агентом Правительства, и МЭМР, с одной стороны, и инвестором, с другой стороны. Далее, Закон об СРП устанавливал порядок и общие условия проведения тендеров по соглашениям о разделе продукции. Базовые условия тендера включали требование к операторам морских месторождений закупать товары и услуги у казахстанских производителей, включая, но не ограничиваясь, услуги переработки, а также обязательства по развитию технологий и инфраструктуры в Казахстане.

В соответствии с Законом об СРП, соглашения о разделе продукции могли заключаться только на совмещенную разведку и добычу либо на добычу на общий срок до 35 и 25 лет, соответственно. Закон об СРП также предусматривал категорию «уникальных» месторождений, в отношении которых срок соглашения о разделе продукции мог быть продлен до 45 лет, однако закон не давал никакого определения термину «уникальный».

Согласно Закону об СРП, подрядчик мог частично либо полностью передать свои права и обязательства по соглашению о разделе продукции в общем порядке, предусмотренном в Законе о нефти, по которому требовалось одобрение компетентного органа (МЭМР). Хотя Закон об СРП не предусматривал Преимущественного права государства на приобретение любого долевого участия в существующем соглашении о разделе продукции у продающего подрядчика, Правительство могло реализовать Преимущественное право государства в соответствии с Законом о недрах.

Лицензирование услуг по переработке, транспортировке по трубопроводам, хранению и недропользованию

В Казахстане переработка нефти, транспортировка по нефте- и газопроводам, хранение и добыча нефти и газа подлежат лицензированию. Услуги недропользования (такие как бурение нефтяных и газовых скважин и другие сопутствующие услуги) также подлежат лицензированию.

9 августа 2007 г. вступил в силу новый Закон Республики Казахстан «О лицензировании» (далее – **Закон о лицензировании**). Закон о лицензировании не требует наличия у нефтеперерабатывающих заводов лицензий на производство нефтяных продуктов, вместо которых должны иметься лицензии на эксплуатацию нефтеперерабатывающих заводов.

Лицензия не может быть передана существующим производственным объектом другому объекту. Лицензия выдается на неограниченный срок. Лицензия выдается соответствующим компетентным органом (в настоящее время МЭМР) после подачи необходимой документации и внесения оплаты.

Действие лицензии может быть приостановлено либо прекращено в случае, если лицензиат не выполняет квалификационные требования, включая, без ограничения, ввиду отсутствия квалифицированного персонала либо соответствующего оборудования.

Если юридическое лицо осуществляет деятельность без соответствующей лицензии, как этого требует Лицензионное право, то такое лицо и его управляющие несут административную и уголовную ответственность.

МНГ и другие уполномоченные органы

Общая информация

Государство играет определенную роль в трех областях управления недрами. Правительство несет ответственность за организацию и управление находящихся в собственности государства запасов, определение границ участков недр, определение перечня общераспространенных полезных ископаемых, определение порядка заключения Контрактов на недропользование, утверждение модельных контрактов и назначение «компетентного органа». В случае войны, природных бедствий и других чрезвычайных ситуаций Правительство имеет право реквизировать все либо часть полезных ископаемых, принадлежащих недропользователю, с последующей компенсацией в натуре или денежными средствами по мировым ценам на день реквизиции. Правительство (в настоящее время МНГ) обладает полномочиями по заключению и реализации Контрактов на недропользование. Местные исполнительные органы несут ответственность, среди прочего, за выделение земельных участков недропользователям, осуществление контроля и надзора в области охраны земли и участие в переговорах с недропользователями в отношении охраны окружающей среды и социальной защиты.

Помимо регулирования порядка управления недрами, существует ряд контрольно-надзорных органов, регулирующих другие аспекты добычи, транспортировки и переработки углеводородов.

Согласно Старому Закону о недропользовании, Компания в своем статусе «национальная компания» сотрудничала с Компетентным органом, чтобы развивать государственную политику в нефте- и газодобывающей промышленности и действовать с целью эффективного и рационального развития нефтяных и газовых ресурсов Казахстана. Согласно с Новым Законом о недропользовании, Компания должна:

- участвовать во внедрении единой государственной политики в сфере недропользования;
- представлять Государство в контрактах о недропользовании, которые предоставляют Компании долевое участие в соответствии с процедурой, установленной Правительством, и в рамках полномочий, изложенных в таких контрактах о недропользовании;
- осуществлять операции по недропользованию вместе с победителями тендера путем

долевого участия в контрактах на недропользование;

- осуществлять операции по недропользованию на выделенных участках путем прямых переговоров;

- участвовать во внешних и внутренних операциях по недропользованию и проектах Казахстана по транспортировке углеводородов;

- участвовать в подготовке годовых отчетов по осуществлению контрактов о недропользовании Президенту Республики Казахстан и Правительству;

- осуществлять общее руководство и мониторинг исследований, развития, добычи, обработки и сбыта минерального сырья, а также транспортировку углеводородов и проектирование, строительство и эксплуатацию нефете- и газопроводов и нефтяной и газовой инфраструктуры; и

- в случаях, когда Государство принимает решение воспользоваться своим Преимущественным правом, проводить переговоры и заключать новые контракты с Продавцом для приобретения отчужденного права на недропользование или Объект.

На основании вышеизложенных функций Компании, предыдущие распорядительные функции Компании в области нефти и газа были полностью переданы Компетентному органу и другим государственным органам.

Министерство нефти и газа (МНГ)

Согласно постановлениям Правительства, принятым в 2010 году, МНГ является Компетентным органом и Уполномоченным органом по нефти и газу. Согласно Новому Закону о недропользовании и другим действующим законам, МНГ, среди прочего, несет ответственность за:

- осуществление политики Государства в области нефти и газа, транспортировки нефтехимии и углеводородов;

- представление интересов Государства в соглашениях о разделе продукции;

- организацию тендеров на приобретение права осуществлять нефте- и газоразведку, а также составление и подготовку на рассмотрение и утверждение Правительства списков для тендерных блоков;

- исполнение и регистрацию нефтяных и газовых контрактов;

- утверждение рабочих программ и ежегодных рабочих программ, связанных с нефтяными и газовыми контрактами;

- контроль за соблюдением условий нефтяных и газовых контрактов;

- выдачу разрешений на передачу права недропользования и регистрацию сделок, предусматривающих обязательства по недропользованию, в соответствии с нефтяными и газовыми проектами;

- приостановление и прекращение контрактов о недропользовании в соответствии с процедурами, изложенными в Новом Законе о недропользовании;

- регулирование действий естественных монополий и соответствующих инвестиционных программ, совместно с Антимонопольным агентством;

- определение объемов нефти и газа, которые поставляются недропользователями на внутренний рынок;
- проведение мероприятий по обеспечению равного доступа недропользователей к магистральным трубопроводам;
- контроль за соблюдением недропользователями требований по приобретению определенного количества товаров и услуг местных поставщиков;
- утверждение программ по утилизации газа; и
- выдачу разрешений на использование денег в ликвидационном фонде.

Другие уполномоченные органы

Различные аспекты разработки углеводородов в Казахстане регулируются следующими министерствами и государственными органами:

- МООС отвечает за охрану окружающей среды и сохранение полезных ископаемых;
- Министерство индустрии и новых технологий (**МИНТ**), которое как ожидается, сохранит большую часть функций бывшего Министерства индустрии и торговли, включая осуществление контроля над соблюдением требования о закупке товаров и услуг на конкурсной основе и у казахстанских производителей, если такие товары и услуги отвечают казахстанским и международным стандартам;
- Министерство по чрезвычайным ситуациям, которое, среди прочего, осуществляет контроль над соблюдением техники безопасности при разработке полезных ископаемых, и чей Комитет по государственному контролю чрезвычайных ситуаций и промышленной безопасности (Комитет по ЧС и ПБ), среди прочего, осуществляет контроль здоровья и безопасности;
- различные государственные органы, ответственные за утверждение строительных проектов и использование водных и земельных ресурсов;
- Комитет по государственному санитарному и эпидемиологическому контролю при Министерстве здравоохранения отвечает за контроль над соблюдением норм в области здравоохранения;
- Министерство труда и социальной защиты (далее – **МТСЗ**) отвечает за расследование трудовых споров и жалоб отдельных работников, осуществляет контроль над соблюдением обязательств недропользователей по предоставлению преимуществ при приеме на работе, включая наем определенного минимального процента граждан Казахстана и выдает разрешения иностранным рабочим;
- областные и муниципальные уполномоченные органы, которые отвечают за регистрацию имущества, залогов и ипотеки; и

- республиканские и областные налоговые органы.

Социальные обязательства и другие обязанности

Контракты на недропользование должны определять обязательства недропользователей обеспечивать равные условия и справедливую оплату казахстанскому персоналу по сравнению с иностранным персоналом, включая работников субподрядчиков. Недропользователи также обязаны при найме и обучении отдавать приоритет гражданам Казахстана.

Кроме того, Контракты на недропользование могут содержать другие обязательства недропользователей по инвестированию в социальную сферу.

Соблюдение природоохранного законодательства

Компания подпадает под действие различных казахстанских природоохранных законов, нормативных актов и требований, регулирующих выбросы в атмосферу, использование и утилизацию воды, управление отходами, воздействие на дикую природу, а также использование и восстановление земельных ресурсов. Экологический кодекс от 9 января 2007 г. №212 (**Экологический кодекс**) является главным законом Республики Казахстан, регулирующий деятельность недропользователей Казахстана по отношению к окружающей среде.

Контракты на недропользование обычно предусматривают ряд природоохранных обязательств в дополнение к установленным законом обязательствам. Санкции за несоблюдение таких обязательств могут быть значительными, включая штрафы или даже приостановление действия либо расторжение Контракта на недропользование.

Согласно казахстанскому законодательству, компании обязаны получать разрешения (как описано ниже) на загрязнение окружающей среды и должны соблюдать все требования, содержащиеся в таких разрешениях.

Природоохранные разрешения

Концепция природоохранного разрешения (далее – **ПР**) была разработана Правительством как способ регулирования уровня загрязнения. ПР – специальное разрешение, предоставляющее недропользователю временное право на выброс или дисперсию выбросов в атмосферу и сброс водных субстанций в поверхностные либо подземные воды. ПР содержит условия о порядке использования окружающей среды, а также связанные с таким использованием выплаты. Обязательство получить ПР вытекает из Контрактов на недропользование, заключаемых с МЭМР. Компании, использующие окружающую среду (загрязняющие, сбрасывающие отходы и т.д.) обязаны получать ПР. В зависимости от количества выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ, ПР выдается сроком от 3 до 5 лет либо областным департаментом охраны окружающей среды, либо МЭМР. Ставки платы за загрязнение окружающей среды определяются местными представительными органами (маслихатами) в пределах, установленных Правительством. Обладание ПР не освобождает недропользователя от административной или криминальной ответственности.

В феврале 2009 года правительство ратифицировало Киотский протокол. Ратификация Киотского протокола направлена на то, чтобы ограничить или препятствовать выбросам парниковых газов, таких как двуокись углерода. Ожидается, что Киотский протокол повлияет на охрану окружающей среды в Казахстане. Последствия такой ратификации в других странах до сих пор неясны, соответственно, потенциальные расходы, связанные с Киотским протоколом, неизвестны. Экологический кодекс уже требует, чтобы на юридические лица, которые выбрасывают парниковые газы в атмосферу и используют озоноразрушающие вещества, налагались государственные санкции. Тем не менее, ратификация повлечет за собой не только увеличение расходов на электроэнергию и транспорт, ограничения на объемы выбросов, введение

дополнительных плат за выбросы, превышающие допустимые нормы, повышение расходов вследствие дополнительного контроля, отчетности и финансового учета, но и изменения в политике и процедурах выдачи ПР.

Разрешения на водопользование

Водный кодекс от 9 июля 2003 г., №481 (далее – **Водный кодекс**) реализует государственную политику в отношении использования и охраны водных ресурсов. Водный кодекс устанавливает ряд обязательств за использование водных ресурсов и сброса определенных материалов в воду на основании Разрешений на водопользование (далее – **РВП**). Действие РВП может быть приостановлено либо прекращено в случае нарушения условий, указанных в соответствующем РВП. Такие условия включают количество подземных вод, предоставление статистических отчетов и отчетов по мониторингу, соблюдение требований, касающихся загрязнения водных ресурсов в процессе разработки полезных ископаемых, а также периодическую проверку оборудования. В случае изменения каких-либо обстоятельств, касающихся использования водных ресурсов, держатель РВП обязан согласовать такие изменения с соответствующими государственными органами, такими как областной департамент охраны окружающей среды, областная санитарная и эпидемиологическая служба. Срок действия РВП может быть продлен при условии соблюдения указанных в РВП требований.

Ведение учета

Согласно Новому Закону о недропользовании и природоохранному законодательству Республики Казахстан, недропользователь должен вести соответствующий учет добытого минерального сырья и запасов, с учетом побочных продуктов обработки и остаточных отходов. Государство осуществляет контроль добытого минерального сырья и запасов. Недропользователь должен представлять геологические отчеты о своей деятельности на территории, указанной в контракте, касательно разведки и использования недр.

Обеспечение соблюдения закона

В статье 116 Экологического кодекса указаны уполномоченные органы, которые несут ответственность за мониторинг соблюдения природоохранного законодательства и обеспечение исполнения природоохранных требований. Среди таких должностных лиц Главный государственный экологический инспектор, заместитель государственного экологического инспектора и старшие государственные экологические инспектора, являющиеся по должности начальниками и заместителями начальников управлений и отделов МООС. Кроме того, областные экологические прокуроры наделены полномочиями на осуществление контроля над соблюдением природоохранного законодательства и инициирование судебных разбирательств.

Согласно статье 117 Экологического кодекса, соответствующие должностные лица государства в своей работе по обеспечению соблюдения природоохранных мер уполномочены:

- проверять объекты, производить замеры и брать пробы для анализа;
- запрашивать и получать документацию, результаты анализов и иные материалы;
- инициировать процедуры, касающиеся (i) приостановления действия лицензий; (ii) расторжение контрактов на использование и изъятие природных ресурсов и (iii) приостановление и аннулирование экологических и иных разрешений в случае нарушений;
- 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 требования о прекращении действия Контрактов на недропользование в случаях имевших место нарушений.

Экологическое и другое обязательное страхование

Законодательство Республики Казахстан устанавливает обязательное страхование, которое должно быть осуществлено любым лицом по факту проведения этим лицом определенной деятельности.

Экологическое страхование

Экологическое страхование как обязательный вид страхования предусмотрено Законом о недрах и Экологическим кодексом и регулируется Законом Республики Казахстан «Об обязательном экологическом страховании» от 13 декабря 2005 г., №93. В соответствии с этим законом, любой субъект, проводящий опасную для окружающей среды деятельность, должен застраховаться от рисков, связанных с этой деятельностью. Договор обязательного экологического страхования должен покрывать ущерб жизни, здоровью, имуществу третьих лиц и окружающей среде, который произошел вследствие экологически опасной деятельности и других видов деятельности (за исключением платежей за моральный ущерб, потери прибыли или уплаты пени).

Согласно статье 7 Перечня экологически опасных и других видов деятельности, утвержденной Постановлением Правительства «Об утверждении Перечня экологически опасных видов хозяйственной и иной деятельности» (№543, от 27 июня 2007 года), экологически опасные виды деятельности включают: (i) коммерческую добычу нефти и газа; (ii) хранение нефти, нефтепродуктов и химических веществ; (iii) переработка нефти (за исключением производства смазочных материалов из сырой нефти); и (iv) эксплуатация нефтяных и газовых трубопроводов.

. Недропользователь не может осуществлять свою деятельность без получения экологической страховки.

Другие направления обязательного страхования, требуемые законами Республики Казахстан и применимые к деятельности Компании, следующие:

Страхование гражданской ответственности владельцев опасных объектов

Согласно Закону Республики Казахстан «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах» (от 3 апреля 2002 года, № 314-II) и Закону 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 года, с поправками), компании должны застраховаться от рисков, связанных с функционированием их опасных производственных объектов. Опасным производственным объектом является объект, который производит, использует, обрабатывает, создает, хранит, передает или уничтожает хотя бы одно из следующих веществ: легковоспламеняющиеся взрывчатые вещества, топливо, окислители, токсичные вещества, высокотоксичные вещества и другие опасные вещества в соответствии с законодательством.

В соответствии с Правилами для регистрации в государственный реестр объектов, деятельность которых связана с опасностью причинения вреда третьим лицам, утвержденного соответствующим Постановлением Правительства (№ 1346 от 21 декабря 2004 года), владельцы объектов, на которых производятся, хранятся, используются или транспортируются опасные вещества (горючие, окислители, топливо, в том числе те, которые используются в технологических процессах и т.д.) должны зарегистрировать их в выше упомянутом государственном реестре.

Страхование гражданской ответственности работодателя

Согласно Закону Республики Казахстан «Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности работодателя за причинение вреда здоровью и жизни работника при исполнении им (трудовых) служебных обязанностей» (№ 30-III, от 7 февраля 2005 года, с поправками), с 1 июля 2005 все работодатели должны быть застрахованы от ответственности за ущерб, причиненный здоровью работника или гибели работника при выполнении им своих служебных обязанностей.

Страхование гражданской ответственности владельцев транспортных средств

Согласно Закону Республики Казахстан «Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности владельцев транспортных средств» (№ N 446-II от 1 июля 2003 года, с поправками), гражданско-правовая ответственность владельцев *среди прочего* автомобилей, грузовых автомобилей, автобусов, микроавтобусов и транспортных средств, автотранспорта и прицепов (полуприцепов) подлежит обязательному страхованию, и использование транспортных средств без страхования запрещено.

Срок исковой давности

Срок исковой давности для предъявления иска за нарушение природоохранных требований регулируется положениями об общем сроке исковой давности, установленном статьей 178 Гражданского кодекса, которая предусматривает трехгодичный срок. Этот срок исковой давности не распространяется на уголовные преследования в связи с нарушением природоохранных требований.

Соблюдение требований по охране здоровья и техники безопасности

Деятельность Компании подпадает под действие законов и нормативных актов Республики Казахстан, касающихся вопросов техники безопасности и охраны здоровья, и регулируется различными государственными органами, включая Министерство труда и социальной защиты населения. Такие законы и нормативные акты включают Экологический кодекс, Закон о недрах и Трудовой кодекс от 15 мая 2007 г., №251. Проводимые Компанией на территории Казахстана нефтегазовые операции также регулируются Комитетом по ЧС и ПБ в отношении специфичных отраслевых требований по охране здоровья и техники безопасности.

Действующее законодательство требует от работодателя обеспечить своих работников надлежащим образом функционирующим и безопасным оборудованием, обучать своих работников требованиям по технике безопасности и охране здоровья, принять корпоративный регламент по технике безопасности и охране здоровья, предоставлять специальную рабочую форму и обувь, специальное питание, проводить периодический медицинский осмотр своих работников, проводить периодическую независимую аттестацию оборудования и рабочих площадок, предоставлять адекватную страховку своим работникам, поддерживать страховое покрытие на случай наступления ответственности перед третьими лицами, а также соблюдать нормативные требования по пожарной безопасности, санитарным и гигиеническим нормам.

Регулирование цен

Правительство имеет право регулировать цены в отношении членов Компании, являющихся казахстанскими компаниями в том случае, когда такие компании имеет статус естественной монополии либо занимают доминирующее положение на соответствующем рынке. КТО является естественной монополией и подпадает под регулирование цен.

Правила СК, закупки при недропользовании и передача прав недропользования

Правила закупок

Согласно Закону Республики Казахстан «О фонде национального благосостояния» от 13 февраля 2009 г., №134-IV, Компания не подпадает под общее правило по закупкам (установленное Законом Республики Казахстан «О государственных закупках» от 21 июля 2007 г., №303-III ЗРК) и осуществляет свои закупки в соответствии с Правилами СК. Однако, основываясь на действующем законодательстве, не ясно, преобладает ли обязательство Компании следовать Правилам СК над обязательствами Компании, как недропользователя, соблюдать требования правил закупок в нефтяных и газовых операциях, установленных законодательством о недропользовании Республики Казахстан, применимых к поставщикам нефти и газа.

Эти новые Правила СК, в общем, схожи с существующими правилами закупок и предусматривают обязательные процедуры по закупке товаров и услуг АО «Самрук-Казына» и компаниями, в которых АО «Самрук-Казына» напрямую либо косвенно принадлежит 50% и более. Правила СК требуют, чтобы такие компании проводили официальный публичный конкурс по закупке большинства видов товаров и услуг, с учетом некоторых ограниченных исключений. Закупка определенного ограниченного числа категорий товаров и услуг, а также товаров и услуг, предоставляемых компаниями, подпадающими под действие антимонопольного законодательства Республики Казахстан, проводится путем прямых торгов без проведения тендерных процедур. АО «Самрук-Казына» осуществляет общий контроль над соблюдением требований Правил СК.

НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ

Ниже приводится общее описание некоторых налоговых вопросов в отношении Облигаций. Эта информация не является полным анализом всех налоговых вопросов в отношении Облигаций. Потенциальным покупателям Облигаций следует проконсультироваться со своими налоговыми консультантами относительно того, законодательство каких стран может быть применимо к приобретению, владению и отчуждению Облигаций, получению вознаграждения, основной и (или) иным суммам по Облигациям, а также последствиям подобного рода действий по налоговому законодательству этих стран. Данный краткий обзор основан на законодательстве, действующем на дату выпуска настоящего Базового проспекта, и подлежит изменению при любом изменении в законодательстве, которое может иметь место после такой даты.

Федеральный подоходный налог США

Далее приводится краткий обзор основных налоговых последствий по федеральному подоходному налогу США в случае приобретения, владения, отчуждения и погашения Облигаций их держателем. В данном обзоре не рассматриваются налоговые последствия по федеральному подоходному налогу для каждого вида Облигаций, которые могут быть выпущены в рамках Программы; дополнительные или измененные раскрытия информации относительно существенных налоговых обязательств по федеральному подоходному налогу США по таким видам Облигаций надлежащим образом будут включены в соответствующие Окончательные условия. Настоящий обзор распространяется только на Облигации, которые рассматриваются в качестве капитальных активов, и не распространяется, за исключением указанных ниже случаев, на те аспекты налогообложения по федеральному подоходному налогу США, которые могут быть применимы к держателям, подпадающим под особые налоговые правила, таким как финансовые организации, страховые компании, инвестиционные тресты по недвижимости, регулируемые инвестиционные компании, доверительные тресты, освобожденные от налогов организации, дилеры и трейдеры ценными бумагами или валютными средствами, держатели Облигаций через товарищество или другое юридическое лицо сквозного налогообложения, держатели Облигаций как часть позиции в стрэддл либо как часть хеджирования, конверсии либо интегрированной сделки для целей федерального подоходного налога США, американские держатели (как определено ниже), обладающие какой-либо функциональной валютой помимо доллара США, или определенные бывшие граждане и долгосрочные резиденты США. Более того, в настоящем обзоре не рассматриваются федеральные налоги США на наследство и дарение, а также налоговые последствия с точки зрения применения альтернативного минимального налога в связи с приобретением, владением или погашением Облигаций, а также не рассматривается налогообложение по федеральному подоходному налогу США в отношении держателей, которые не приобретают Облигации в рамках первичного размещения по их первичной цене размещения.

Настоящий обзор основан на Налоговом кодексе США от 1986 г., с изменениями и дополнениями, существующих и планируемых постановлениях Министерства финансов США, административных постановлениях и судебных решениях, имеющихся в наличии и являющихся действительными на дату настоящего документа. Все вышесказанное может подвергнуться изменениям, которые могут иметь ретроактивную силу, либо различным толкованиям, что может повлиять на описанные здесь налоговые последствия. Любое особое налоговое последствие по федеральному подоходному налогу США, касающееся определенного выпуска Облигаций, будет предусмотрено в соответствующих Окончательных условиях.

Для целей настоящего обзора американский держатель – это собственник-бенефициар Облигаций, который для целей федерального подоходного налога США является: (i) гражданином или резидентом США; (ii) корпорацией (либо лицом, рассматриваемым как корпорация в целях федерального подоходного налога США), созданной или учрежденной в США или в штате США, включая Округ Колумбия, либо согласно законодательству США или любого штата США, включая

Округ Колумбия; (iii) наследственной массой, доход по которой, вне зависимости от ее источника, облагается федеральным подоходным налогом США; или (iv) трастом, (1) который законным образом определяет, что он должен рассматриваться как лицо США для целей федерального подоходного налога США или (2) (a) основной контроль над управлением которого может осуществляться судом и (b) по которому одно или более американских лиц имеют полномочия контролировать все существенные решения.

Если держателем Облигаций является товарищество (или иное лицо, рассматриваемое в качестве товарищества для целей федерального подоходного налога США), налогообложение товарищества и участников такого товарищества обычно зависит от статуса участника и деятельности товарищества. Такому участнику или товариществу следует проконсультироваться у своего собственного налогового консультанта относительно возможных последствий.

Неамериканский держатель – это собственник-бенефициар Облигаций, который не является ни американским держателем, ни товариществом (или любым иным лицом, рассматриваемым в качестве товарищества для целей федерального подоходного налога США).

Вам следует получить консультацию у своего собственного налогового консультанта относительно налоговых последствий приобретения, владения или отчуждения Облигаций на федеральном уровне США, на уровне штата, на местном уровне и в иностранных государствах.

Раскрытие информации в соответствии с циркуляром 230 Налогового управления

В соответствии с положениями Циркуляра 230 Налогового управления инвесторы настоящим уведомляются о том, что изложенные в настоящем документе вопросы, касающиеся федеральных налогов США, не предназначены для использования, не были с этой целью написаны и не должны быть использованы налогоплательщиком в целях избежания оплаты штрафов, которые могут быть начислены налогоплательщику в соответствии с Налоговым кодексом США. Указанные вопросы изложены с целью продвижения и маркетинга Облигаций. В зависимости от конкретных обстоятельств налогоплательщикам следует обращаться за консультацией к независимым консультантам по налогам.

Американские держатели

Классификация Облигаций

Данный обзор подготовлен, исходя из характеристики Облигаций как долгового обязательства в целях исчисления федерального подоходного налога США. Однако, потенциальные покупатели Облигаций должны понимать, что при характеристике таких инструментов как Облигации нет четкой ясности, и что у Налогового управления (НУ) не было и не будет запрашиваться решение об определении надлежащей характеристики Облигаций для целей исчисления федерального подоходного налога США. Вполне возможно, что НУ могут объявить о том, что Облигации следует рассматривать не как задолженность KMG Finance или Компании, а как собственный капитал KMG Finance.

Если в целях исчисления федерального подоходного налога США Облигации будут рассматриваться как собственный капитал KMG Finance, то Американский держатель может считаться собственником акций в пассивной иностранной инвестиционной компании (далее - **PFIC**). Применение данного толкования может иметь существенные неблагоприятные налоговые последствия для Американского держателя при исчислении федерального подоходного налога США, включая (наряду с прочими потенциальными существенными неблагоприятными последствиями) уплату процентов вместе с налогом, рассчитанных по максимальной обычной процентной ставке на доход от прироста стоимости, полученный в результате отчуждения Облигаций или от выплаты определенных увеличенных процентных платежей по Облигациям. Если в целях исчисления федерального подоходного налога США Облигации рассматриваются как задолженность Компании или как собственный капитал KMG Finance, потенциальные покупатели Облигаций должны проконсультироваться у своих консультантов по налогам о возможных последствиях.

Вознаграждения (проценты)

За исключением изложенного ниже, вознаграждение (проценты), выплачиваемое по Облигациям либо в долларах США, либо в любой другой валюте, составной валюте или корзине валют (далее - **иностранная валюта**), в том числе любые дополнительные суммы, включаются в совокупный доход Американского держателя как доход в виде обычных процентов в соответствии с обычным методом налогового учёта, применимого к Американскому держателю. Кроме того, для целей федерального подоходного налога США проценты по Облигациям, как правило, рассматривается в качестве дохода из иностранного источника. Ограничение по сумме иностранного налога, которая может быть принята в зачет в США, рассчитывается отдельно по отношению к определенной «корзине» дохода. В этом случае начисляемые по Облигациям проценты обычно относятся к категории «пассивного дохода» или, для определенных Американских держателей, к категории «общего дохода».

Проценты, выплачиваемые в иностранной валюте

Любые проценты, выплачиваемые в иностранной валюте, подлежат включению в совокупный доход Американского держателя в сумме, эквивалентной определенной сумме в долларах США, включая сумму применимого налога, удерживаемого у источника из указанной суммы, независимо от того, была ли иностранная валюта конвертирована в доллары США или нет. Как правило, Американский держатель, который использует кассовый метод ведения налогового учета, должен определять сумму в долларах США, применяя текущий курс обмена валют, установленный на день получения дохода. Американский держатель, который ведет налоговый учет с использованием метода начисления, должен определить сумму дохода в виде начисленных процентов в долларах США с помощью среднего значения валютного курса за период начисления или, по своему усмотрению, с помощью валютного курса, действующего в последний день периода начисления, или валютного курса, действующего на день получения дохода, если такой день выпадает на последние пять дней периода начисления. Американский держатель, который в целях налогового учета пользуется методом начисления, признает прибыль или убыток от курсовой разницы при получении процентного дохода, если курс обмена, действующий на день получения платежа, отличается от курса, использованного при начислении процентов.

Ниже в разделе «Бивалютные Облигации» приводятся дополнительные правила в отношении Облигаций, деноминированных в двух или нескольких валютах, или имеющих одно или несколько условий и деноминированных либо в одной иностранной валюте, либо в двух или нескольких валютах.

Дисконт с номинальной цены при первичном размещении

Американские держатели Облигаций, выпущенных с дисконтом с номинальной цены при первичном размещении (далее – Дисконт), в том числе облигаций с нулевым купоном, подпадают под действие особых правил налогового учета, которые более детально изложены ниже. Американские держатели Облигаций, выпущенных с дисконтом (включая налогоплательщиков, использующих кассовый метод учета) должны помнить, что для целей федерального подоходного налога США, они, как правило (и как это более подробно изложено ниже), должны включать Дисконт в доход по мере его начисления до получения денежных поступлений по этому доходу. При этом Американские держатели таких Облигаций не обязаны будут включать отдельно в доход денежные платежи по Облигациям, даже в виде процентов, если такие платежи не составляют квалифицированный объявленный процент (как определено ниже). Облигации, выпущенные с Дисконтом, далее именуются как «Дисконтные облигации». Как только Эмитент определит, что определенная Облигация будет являться Дисконтной облигацией, об этом будем сообщено в соответствующих Окончательных условиях.

Далее применение Постановлений министерства финансов по вопросам Дисконта или налоговые последствия на федеральном уровне США в отношении инвестиций в долговые инструменты с условным платежом, рассматриваться не будут. В случае если Эмитент выпускает долговые инструменты с условным платежом, в соответствующих Окончательных условиях будут

указаны связанные с этим основные налоговые последствия с точки зрения федерального подоходного налога США.

Ниже в разделе «Дисконтные облигации в иностранной валюте» приводятся дополнительные правила, применимые к Дисконтным облигациям, деноминированным в любой другой в валюте, кроме долларов США, или определяемым со ссылкой на такую валюту.

Для целей федерального подоходного налога США, считается, что Облигация (в том числе беспроцентная облигация), за исключением Облигации сроком действия до одного года или меньше (далее – **Краткосрочная облигация**), выпущена с Дисконтом, если при наступлении срока погашения сумма превышения объявленной цены погашения Облигации над эмиссионной ценой равняется или превышает *малозначительную* сумму (0,25 процентов от объявленной цены погашения Облигации при наступлении срока погашения, помноженные на количество полных лет до срока ее погашения (или, ее средневзвешенный срок погашения, если это Облигация, которая предусматривает другой платеж, помимо объявленного квалифицированного объявленного процента, до наступления срока погашения)). «Эмиссионной ценой» Облигации в каждом конкретном размещении считается первая цена, по которой было реализовано значительное количество размещенных облигаций (за исключением продаж андеррайтеру, брокеру, агенту или оптовику). Термин «квалифицированный объявленный процент» означает объявленный процент, который выплачивается безусловно денежными средствами или в натуральной форме (за исключением долговых инструментов Эмитента) не реже чем один раз в год по единой фиксированной ставке или, при наличии определенных условий, на основании одного или нескольких процентных индексов. Проценты, начисляемые по единой фиксированной ставке, выплачиваются лишь в том случае, когда ставка надлежащим образом учитывает продолжительность интервалов между платежами. Если будет установлено, что проценты, начисляемые на определенную Облигацию, не являются квалифицированным объявленным процентом, об этом будет сообщено в соответствующих Окончательных условиях. Если Облигация выпущена с *незначительным* Дисконтом, то, Американский держатель такой Облигации признает такой незначительный Дисконт в качестве дохода (прибыли на капитал), по мере выплаты объявленной основной суммы Облигаций. Сумма такого дохода по отношению к каждой основной сумме будет равна произведению общей суммы Облигаций с *незначительным* дисконтом с дробью, числителем в котором является сумма произведенного основного платежа, а знаменателем является объявленная основная сумма Облигаций.

Некоторые Облигации могут быть погашены до наступления срока их погашения по инициативе Эмитента и (или) держателя. В отношении Дисконтных облигаций, обладающих такими особенностями, могут применяться правила, отличные от общих правил, рассматриваемых в настоящем документе. Лица, имеющие намерение приобрести Дисконтные облигации с такими особенностями, должны внимательно изучить соответствующие Окончательные условия и проконсультироваться по этим вопросам со своими консультантами по налогам, поскольку налоговые последствия в отношении Дисконта частично зависят от конкретных условий и особенностей Облигаций.

Американские держатели Дисконтных облигаций со сроком погашения более одного года со дня выпуска, как правило, обязаны включать Дисконт в доход до получения части или всей суммы соответствующего платежа. Сумма Дисконта, включаемая в доход первоначальным Американским держателем Дисконтных облигаций, представляет собой сумму «дежедневной доли» Дисконта по Облигации за каждый день налогового года или его части, в течение которого указанный Американский держатель владел такой Облигацией (далее – **начисленный Дисконт**). Ежедневная доля определяется путем распределения пропорциональной части Дисконта, приходящейся на указанный период начисления, на каждый день «периода начисления». Продолжительность «периода начисления» по Дисконтным облигациям может быть любой и может меняться в течение срока действия Облигации при условии, что каждый период начисления не превышает один год, и каждая запланированная выплата основной суммы или процентов приходится на первый или последний день периода начисления. Сумма Дисконта, относимая на какой-либо период начисления, представляет собой сумму превышения, если таковое имеется, (а) произведения скорректированной эмиссионной цены Облигации в начале такого периода начисления на ее доходность на момент погашения

(определяемую на основании начисления сложных процентов в конце каждого периода начисления и корректируемую на продолжительность периода начисления) над (b) суммой объявленного квалифицированного процента, относимого на период начисления. Дисконт, относимый на заключительный период начисления, представляет собой разницу между суммой, выплачиваемой при наступлении срока погашения (за исключением оплаты квалифицированного объявленного процента) и скорректированной эмиссионной ценой в начале заключительного периода начисления. При расчете Дисконта для первоначального короткого периода начисления используются особые правила. «Скорректированная эмиссионная цена» Облигации в начале любого периода начисления равняется эмиссионной цене этой Облигации, увеличенной на начисленный Дисконт за каждый предыдущий период начисления (определяется без учета амортизации премии по приобретению или премии по облигации, как определено ниже), и уменьшенной на суммы выплат по указанной Облигации (кроме выплат квалифицированного объявленного процента) до первого дня периода начисления включительно. Согласно этим правилам Американский держатель должен включить в доход увеличивающиеся суммы Дисконта в последующих периодах начисления.

Если Дисконтная облигация является Облигацией с плавающей ставкой, то как «доход на момент погашения», так и «квалифицированный объявленный процент» определяются лишь для расчета начисления Дисконта, как если бы Облигация приносила процентный доход во всех периодах по фиксированной ставке, которая, как правило, равняется ставке, применимой к процентным выплатам по Облигации на дату ее выпуска, или, для конкретной Облигации с плавающей ставкой - по ставке, отражающей ожидаемый разумный доход по Облигации на момент ее погашения. В том случае, когда вознаграждение по Облигации с плавающей ставкой основано на нескольких процентных индексах, или в случае кого-либо рода индексации основной суммы Облигации, могут применяться дополнительные правила. Лица, собирающиеся приобрести Облигации с плавающей ставкой, должны внимательно изучить соответствующие Окончательные условия и проконсультироваться со своими консультантами по налогам по поводу налоговых последствий с точки зрения федерального подоходного налога США, возникающих при владении и отчуждении указанных Облигаций.

Американские держатели по своему усмотрению могут рассматривать все проценты, полученные по какой-либо Облигации, как Дисконт и подсчитывать сумму, включаемую в совокупный доход, по описанному выше методу постоянной доходности. В случае применения такого подхода, к процентам относятся объявленный процент, скидка на приобретение, Дисконт, незначительный Дисконт, незначительная рыночная скидка и необъявленный процент с поправкой на амортизируемую премию по приобретению и премию по облигации. В этом случае Американские держатели должны проконсультироваться со своими консультантами по налогам.

Краткосрочные облигации

Согласно положению о Дисконтах в случае с Краткосрочными облигациями все выплаты (в том числе выплаты объявленных процентов) включаются в объявленную цену погашения на момент наступления срока погашения, поэтому в отношении Американских держателей налог, как правило, начисляется на дисконт вместо объявленного процента. Дисконт будет равняться сумме, на которую объявленная цена погашения на момент наступления срока погашения превышает эмиссионную цену Краткосрочной облигации, если только Американский держатель не решит рассчитывать такой дисконт, используя вместо эмиссионной цены налоговую базу. В целом, физические лица и другие отдельные Американские держатели Краткосрочных облигаций, использующие кассовый метод налогового учета, не обязаны включать начисленный дисконт в свой доход, если только они сами не примут такое решение (однако, при этом от них может потребоваться включение в доход любого объявленного процента в таком размере, в каком он был получен). Американские держатели, которые признают доходы для целей федерального подоходного налога США по методу начислений, и другие отдельные Американские держатели обязаны начислять дисконт по указанным Краткосрочным облигациям (как обычный доход) прямолинейно, если только они не решат начислять дисконт по методу постоянной доходности на основании ежедневного начисления сложного процента. В том случае, когда от Американского держателя не требуется, и он сам не решает включать дисконт в

текущий доход, любой прирост стоимости, реализованный в результате продажи, обмена или погашения Краткосрочной облигации, как правило, представляет собой обычный доход в размере дисконта, начисленного на момент продажи, обмена или погашения. Кроме того, Американский держатель, который примет решение не включать в доход, начисленный на данный момент дисконт, должен будет отсрочить учет вычетов части расходов по выплате процентов в отношении какой-либо возникшей или оставшейся задолженности, полученной для приобретения или держания таких Облигаций.

Дисконтные облигации в иностранной валюте

Дисконт, начисленный за какой-либо период по Дисконтным облигациям, выраженный в иностранной валюте или определяемый со ссылкой на иностранную валюту, указывается в иностранной валюте, а затем переводится в доллары США таким же образом, как и объявленный процент Американского держателя, использующего метод начислений, как изложено в разделе «Вознаграждение, выплачиваемое в иностранной валюте». После получения суммы, приходящейся на Дисконт (либо в связи с выплатой вознаграждения, либо в связи с продажей или выкупом Облигации), Американский держатель признает прибыль или убыток от курсовой разницы иностранной валюты в размере, определенном таким же образом, как и доход от вознаграждения, полученный держателем по методу начисления, как указано выше в разделе «Вознаграждение, выплачиваемое в иностранной валюте».

Облигации, приобретенные с премией

Считается, что, приобретая Облигации на сумму, превышающую сумму всех платежей по Облигации, производимых после даты ее покупки, за исключением квалифицированного объявленного вознаграждения, Американский держатель приобретает Облигацию с «премией», и от него не требуется включать Дисконт, если таковой имеется, в доход. Как правило, Американский держатель предпочитает амортизировать премию в течение оставшегося срока Облигации по методу постоянной доходности против вознаграждения, подлежащих включению в доход при обычном методе учета Американского держателя. Если речь идет об Облигации, деноминированной в иностранной валюте или определяемой со ссылкой на иностранную валюту, то премия по облигации рассчитывается в единицах иностранной валюты, и уменьшение дохода от вознаграждения за счет амортизируемой премии по облигации производится тоже в единицах иностранной валюты. На тот момент, когда амортизируемая премия по облигации компенсирует доход от вознаграждения, фактическая прибыль или убыток от курсовой разницы (облагаемые налогом как обычный доход или убыток) определяется с учетом разницы между обменным курсом на этот момент и на момент приобретения Облигаций. Решение амортизировать премию по облигации должно быть применимо ко всем облигациям (кроме тех, вознаграждение по которым исключается из совокупного дохода), находящимся у Американского держателя в начале первого налогового года, в отношении которых было принято такое решение, или к облигациям, которые были приобретены Американским держателем позже, при этом такое решение является безотзывным без согласия Налогового управления. При конвертируемом долговом обязательстве амортизация премии ограничивается специальными правилами. Премия по Облигации, принадлежащей Американскому держателю, которым не принимал вышеуказанное решение, приведет к уменьшению прибыли или увеличению убытков, возникающих в результате отчуждения Облигаций.

Продажа, обмен или выкуп

Налоговой базой для Облигации Американского держателя, как правило, является ее стоимость в долларах США (как определено в настоящем документе), увеличенная на сумму какого-либо Дисконта, включенного в доход Американского держателя в отношении Облигации, и уменьшенная на (i) сумму платежей, которые не являются выплатой квалифицированного объявленного вознаграждения, и (ii) сумму какой-либо амортизируемой премии по облигации, используемой для уменьшения вознаграждения по Облигации. Долларовая стоимость Облигации, приобретенной за иностранную валюту, как правило, представляет собой долларовое выражение покупной цены на дату покупки или, если это Облигации, которые торгуются на

установленном рынке ценных бумаг, как указывается в соответствующих Постановлениях министерства финансов, и которые были приобретены Американским держателем, ведущего налоговый учет по кассовому методу (или Американским держателем, ведущему налоговый учет по методу начислений, который решит так поступить), на дату расчетов по покупке. Обычно Американский держатель учитывает прибыль или убытки от продажи или погашения Облигации в сумме разницы между суммой, полученной от продажи или погашения (за минусом начисленного, но невыплаченного вознаграждения, которое облагается налогом как таковое) и налоговой базой Облигации. Сумма, полученная от продажи или погашения в иностранной валюте, является эквивалентом такой суммы в долларах США на дату продажи или погашения, или, если эти Облигации торгуются на установленном рынке ценных бумаг, в рамках значения действующих Постановлений министерства финансов США, и которые были проданы Американским держателем, использующим кассовый метод (или Американским держателем, использующим метод начислений, который примет такое решение), - на день взаиморасчетов по продаже.

Прибыль или убыток, признаваемые от продажи или погашения Облигации (за исключением прибыли или убытков, связанных с Дисконтом или курсовой разницей, которые рассматриваются как обычный доход или убыток) представляет собой доход от прироста капитала или убыток от вложенного капитала, а при владении Облигацией более одного года - долгосрочным доходом от прироста капитала или убытков от вложенного капитала. Прибыль и убыток от курсовой разницы, признаваемые Американским держателем от продажи или погашения Облигации, считаются обычным доходом или убытком. Однако прибыль или убыток от курсовой разницы принимается в расчет лишь в пределах общей фактической прибыли или убытка, реализованного по сделки. Полученные Американским держателем прибыль или убыток от продажи или выкупа Облигации, как правило, считается доходом или убытком от источника в США. Потенциальные инвесторы должны проконсультироваться со своими консультантами по налогам по поводу особенностей зачёта иностранных налогов в случае осуществления такой продажи или погашения Облигаций.

Продажа, обмен или выкуп в иностранной валюте

Налоговая база иностранной валюты, полученная в качестве выплат вознаграждения по Облигации или от продажи или выкупа Облигации, равняется ее стоимости в долларах США на момент получения такого вознаграждения или на момент осуществления такой продажи или выкупа. Как правило, налоговая база в отношении приобретенной иностранной валюты равняется ее стоимости в долларах США на дату покупки. Прибыль или убыток от продажи или отчуждения иностранной валюты (в том числе ее использования для покупки Облигаций или обмена на доллары США), представляет собой обычный доход или убыток, однако, при отчуждении такой валюты на день ее получения (даже в случае изменения ее стоимости до того, как ее получили и распорядились ей), прибыли или убытка от курсовой разницы не должно возникать.

Бивалютные облигации

Облигации Американских держателей, деноминированные в нескольких валютах или имеющие несколько невалютных условий и деноминированные в одной или нескольких иностранных валютах, подпадают под действие особых правил, применимых к «Многовалютным долговым ценным бумагам». Как правило, Держатель обязан использовать «необусловленный метод облигаций» при обозначении валюты Многовалютных долговых ценных бумаг, которая в этих целях будет являться доминирующей валютой Многовалютных долговых ценных бумаг, определяемой KMG Finance ом. В случае необходимости основные моменты, касающиеся особенностей исчисления федерального подоходно налога США, держателями Бивалютных облигаций, в том числе характеристика доминирующей валюты описываются в соответствующих Окончательных условиях.

Индексированные облигации и облигации с условными платежами

Налоговые последствия для держателя Индексированной облигации, выпущенной взамен досрочно погашенной Индексированной облигации, выручка от продажи которой используется для

выплаты вознаграждения по другим облигациям, или Облигации с условными платежами зависят от различных факторов, в том числе специального индекса или индексов, используемых для определения выплат по такой Облигации, а также от суммы и сроков каких-либо безусловных выплат по такой Облигации. В случае необходимости основные моменты, касающиеся особенностей исчисления федерального подоходно налога США держателями таких Облигаций, описываются в соответствующих Окончательных условиях.

Прочие облигации

В случае необходимости основные аспекты исчисления федерального подоходного налога США держателями Облигаций с высоким вознаграждением, Облигаций с низким вознаграждением, Облигаций с растущей ставкой купона, Облигации с понижающейся ставкой купона, обратных бивалютных Облигаций, бивалютных Облигаций с правом досрочного погашения, частично оплаченных Облигаций и других видов Облигаций, которые Эмитент, Доверительный управляющий и какой-либо Дилер или Дилеры договорятся выпустить в рамках Программы, описываются в соответствующих Окончательных условиях.

Отчеты по сделкам, подлежащим уведомлению

Согласно отдельным Постановлениям министерства финансов США, Американские держатели, участвующие в «сделках, подлежащих уведомлению» (согласно определению, данному в постановлениях), должны приложить к своим декларациям по федеральному подоходному налогу США заявление о раскрытии информации, подготовленному по форме 8886. Американские держатели должны уточнить у своих налоговых консультантов возможные обязательства по подаче Формы 8886 в отношении владения или отчуждения Облигаций, или какой-либо связанной с этим сделки, включая, без ограничений, продажу любой неамериканской валюты, полученной в качестве выплат вознаграждения или выручки от продажи, или отчуждения Облигаций иным способом.

Недавно принятый закон, влияющий на Раскрытие информации по Облигациям гражданами США

18 марта 2010 г. вступил в силу Закон, в целом налагающий новые обязательства по раскрытию доходов в США (и определяющий штрафы за нераскрытие) на граждан США, которые владеют определенными иностранными финансовыми активами.. Инвесторам настоятельно рекомендуется проконсультироваться со своими советниками по налогам касательно возможных последствий, которые этот недавно принятый закон может оказать на их инвестиции в Облигации.

Неамериканские держатели

Согласно действующему в настоящее время федеральному закону о подоходном налоге США, с учетом нижеизложенных аспектов в разделе «Резервный налог США, удерживаемый у источника дохода, и предоставление информации», выплаты вознаграждения (в том числе Дисконта) по Облигациям Неамериканскому держателю обычно не облагаются федеральным подоходным налогом США, кроме случаев, когда доход фактически связан с осуществлением указанным Неамериканским держателем торговли или хозяйственной деятельности в США.

Принимая во внимание положения, изложенные в разделе «Резервный налог США, удерживаемый у источника дохода, и предоставление информации», любой доход от прироста стоимости, реализованный Неамериканским держателем в результате продажи, обмена или выкупа Облигации, как правило, не облагается федеральным подоходным налогом США, кроме случаев, когда (i) доход от прироста стоимости фактически связан с осуществлением указанным Неамериканским держателем торговли или хозяйственной деятельности в США, или (ii) если этот доход был получен частным Неамериканским держателем, и указанный Неамериканский держатель находился в США более 183 дней в течение налогового года, в котором была осуществлена продажа, обмен или выкуп, и были соблюдены другие определенные условия.

Резервный налог США, удерживаемый у источника дохода, и предоставление информации

Требования по начислению резервного налога США, удерживаемого у источника дохода, и предоставлению информации распространяются на определенные выплаты основной суммы и процентов по обязательству, и на выручку от продажи или погашения обязательства, полученную отдельными некорпоративными держателями Облигаций, являющимися гражданами США. Требование о предоставлении информации обычно относится к выплатам основной суммы и вознаграждения по обязательству, а также к выручке от продажи или погашения обязательства, возникшего на территории США, или взятого на себя американским плательщиком или американским посредником, в пользу держателя (за исключением получателя платежа, имеющего право на освобождение от уплаты налога, включая корпорацию, получателя, не являющегося гражданином США и предъявившим соответствующее удостоверение, и другие отдельные лица). Плательщик обязан удержать резервный налог, удерживаемый у источника дохода, с выплат по Облигациям, произведенных на территории США или произведенных американским плательщиком, или американским посредником держателю Облигации, который является гражданином США, за исключением получателя платежа, имеющего право на освобождение от уплаты налога, как, например, корпорация, в том случае, если держатель не сможет предоставить правильный идентификационный номер налогоплательщика или не выполнит требования по резервному удержанию, или не сможет обосновать освобождение от налога. Выплаты основной суммы или вознаграждения, произведенные на территории США или произведенных американским плательщиком, или американским посредником, держателю Облигаций, который не является гражданином США, не облагаются резервным налогом, удерживаемым у источника дохода, и не относятся к требованию по предоставлению информации, если держатель предоставит плательщику соответствующее свидетельство, и плательщик не обладает информацией или не имеет основания считать, что такое свидетельство не соответствует действительности. Ставка резервного налога, удерживаемого у источника дохода, составляет 28 процентов по налоговым годам до 2010 года включительно.

Резервное удержание не является дополнительным налогом. Обычно держатели имеют право зачесть суммы, удержанные согласно правилам резервного удержания, в счет обязательств указанного держателя по уплате федерального подоходного налога США при условии, что необходимая информация будет своевременно предоставлена в Налоговое управление.

Вышеизложенный обзор не представляет собой полный анализ всех налоговых последствий владения Облигациями. Потенциальным покупателям Облигаций следует проконсультироваться у своих налоговых консультантов о налоговых последствиях в их конкретных случаях.

Налогообложение в Казахстане

В отношении облигаций, выпущенных KMG Finance

Налог

По действующему в настоящее время казахстанскому законодательству выплаты основной суммы или вознаграждения по Облигациям физическому лицу, не являющемуся резидентом Казахстана, или юридическому лицу, которое не было создано в соответствии с законодательством Казахстана и у которого нет фактического органа управления (место фактического управления) в Казахстане, равно как и нет постоянного учреждения в Казахстане, и которое никаким иным образом не имеет никакого налогооблагаемого присутствия в Казахстане (далее совместно – **Неказахстанские держатели**), не подлежат налогообложению в Казахстане, и казахстанские налоги из таких выплат не удерживаются. Вознаграждение, выплачиваемое KMG Finance резидентам Казахстана или нерезидентам, которые имеют постоянное учреждение в Казахстане (далее совместно – **Казахстанские держатели**), за исключением физических лиц, облагается казахстанским подоходным налогом, за исключением случаев, когда на день начисления вознаграждения Облигации

зарегистрированы в официальном списке фондовой биржи на территории Казахстана (KASE).

Выплаты вознаграждения Компанией для KMG Finance с целью финансирования обязательств KMG Finance по выплате Облигаций облагаются подоходным налогом по ставке 15 процентов, за исключением случаев, когда ставка налога уменьшается в соответствии с действующим договором об избежании двойного налогообложения.

Доходы

Доход от прироста стоимости, возникающий у Неказахстанских держателей в результате отчуждения, продажи, обмена или передачи Облигаций, не облагается казахстанским подоходным налогом или налогом на прибыль. Любая прибыль, полученная Казахстанскими держателями в отношении Облигаций, которые на дату продажи входят в официальный список фондовой биржи, действующей на территории Казахстана, и которые проданы посредством открытого аукциона на фондовой бирже, не облагается казахстанским подоходным налогом.

Выплаты по гарантии

Выплаты вознаграждения Неказахстанским держателям по Гарантии облагаются налогом у источника по ставке 15 процентов, за исключением случаев, когда ставка налога уменьшается в соответствии с действующим договором об избежании двойного налогообложения. С выплат процентов по Гарантии Неказахстанским держателям, зарегистрированным в странах с льготным налоговым режимом (напр. Кипр, Лихтенштейн, Люксембург, Нигерия, Мальта, Аруба и т.д.) (список которых утверждается Правительством Республики Казахстан), удерживается казахстанский налог по ставке 20 процентов, за исключением случаев, когда ставка налога уменьшается в соответствии с действующим договором об избежании двойного налогообложения.

Выплаты вознаграждения Казахстанским держателям по Гарантии, кроме казахстанских инвестиционных фондов и других отдельных лиц, могут облагаться налогом у источника по ставке 15 процентов (10 процентов для юридических лиц с 1 января 2014 года).

В Трастовом договоре и Гарантии Компания соглашается выплатить дополнительные суммы (как указано в Трастовом договоре) в отношении таких удержаний, с учетом отдельных исключений, изложенных в Условии 8 (Налогообложение) Условий выпуска облигаций. Выплаты Компанией Держателю облигаций, имеющему право на налоговые льготы по договору об избежании двойного налогообложения с Казахстаном, могут облагаться налогом у источника по льготной ставке.

В отношении Облигаций, выпущенных КМГ

Налог

Выплаты вознаграждения Неказахстанским держателям по Гарантии облагаются налогом у источника по ставке 15 процентов, за исключением случаев, когда ставка налога уменьшается в соответствии с действующим договором об избежании двойного налогообложения. С выплат процентов по Гарантии Неказахстанским держателям, зарегистрированным в странах с льготным налоговым режимом (напр. Кипр, Лихтенштейн, Люксембург, Нигерия, Мальта, Аруба и т.д.), удерживается казахстанский налог по ставке 20 процентов, за исключением случаев, когда ставка налога уменьшается в соответствии с действующим договором об избежании двойного налогообложения.

Налог у источника не применяется, если на день начисления вознаграждения Облигации не зарегистрированы в официальном списке фондовой биржи на территории Казахстана (такой как KASE).

Выплаты вознаграждения Казахстанским держателям по Гарантии, кроме казахстанских инвестиционных фондов и других отдельных лиц, могут облагаться налогом у источника по ставке

15 процентов (10 процентов для юридических лиц с 1 января 2014 года), если на день начисления вознаграждения Облигации не зарегистрированы в официальном списке фондовой биржи на территории Казахстана (такой как KASE).

Доходы

Доход от прироста стоимости, возникающий у Неказахстанских держателей в результате отчуждения, продажи, обмена или передачи Облигаций, облагается налогом у источника по ставке 15 процентов, если распоряжение Облигациями осуществляет казахстанский Держатель, а лицо, передающее право, зарегистрировано в стране с льготным налоговым режимом; доходы от такого распоряжения облагаются налогом у источника в Казахстане по ставке 20%. Однако налоговое законодательство Республики Казахстан не определяет процедуры взимания налога у источника, если плата осуществлена нерезидентом без налогового присутствия в Казахстане, и не ясно, может ли такой нерезидент рассматриваться в качестве налогового агента для Казахстана.

Любые доходы, полученные Неказахстанскими Держателями от Облигаций, которые на дату продажи зарегистрированы в официальном списке фондовой биржи на территории Казахстана или иностранной фондовой биржи и продаются через открытые торги на таких биржах, не облагаются налогом у источника. Кроме того, налог у источника на прибыль может быть исключен согласно применимому договору о двойном налогообложении.

Любые доходы, полученные Казахстанскими Держателями от Облигаций, которые на день продажи зарегистрированы в официальном списке фондовой биржи на территории Казахстана и продются через открытые торги на таких биржах, не облагаются подоходным налогом.

Директива ЕС о налогообложении сбережений

Согласно Директиве ЕС о налогообложении сбережений 2003/48/ЕС Страны-участники должны предоставить налоговым органам других Стран-участников информацию о назначение платежей по процентам (или аналогичным доходам), произведенных одним лицом в своей юрисдикции другому физическому лицу, являющемуся резидентом другой такой Страны-участницы. Однако, в переходный период Бельгия, Люксембург и Австрия должны вместо этого (если они не решат поступить иначе в течение указанного периода) применять систему удержаний в отношении таких платежей (при этом окончание такого переходного периода будет зависеть от заключения определенных соглашений относительно обмена информации с отдельными другими странами). Ряд стран и территорий, не входящих в состав ЕС, в том числе Швейцария, приняли подобные системы (для Швейцарии - это система удержаний).

Налогообложение в Нидерландах

Общие положения

Далее представлен общий обзор налоговых последствий в Нидерландах, действующих на дату составления настоящего Базового проспекта, в отношении выплат по Облигациям, а также в отношении приобретения, владения или отчуждения Облигаций. Настоящий обзор не ставит целью охватить все возможные налоговые аспекты или последствия, которые могут касаться держателя Облигаций или потенциального держателя, и, учитывая общий характер данного обзора, он должен рассматриваться с соответствующей предусмотрительностью. Держатели должны проконсультироваться со своими налоговыми консультантами по вопросу инвестиций в Облигации. Если не предусмотрено иное, в настоящем обзоре рассматривается лишь налоговое законодательство Нидерландов, действующее на дату составления настоящего Базового проспекта и толкуемое в настоящее время в соответствии с публикациями прецедентного права.

Данный обзор не описывает налоговые последствия с точки зрения закона Нидерландов для держателей, которые предположительно владеют значительным участием в Эмитенте («**aanmerkelijk belang**»). Считается, что держатель Облигации имеет значительное участие в

Эмитенте, если он один или вместе со своим партнером (официально определенный термин), или с каким-либо другим имеющим к этому отношению лицом прямо или косвенно владеет (i) участием в размере 5 или более процентов от общего объема выпущенного капитала Эмитента или в размере 5 или более процентов от выпущенного капитала по отдельным классам акций Эмитента, (ii) правом на прямое или косвенное приобретение указанного участия или (iii) определенным правом на участие в прибылях Эмитента.

Налог у источника

Все выплаты, произведенные KMG Finance по Облигациям, выпущенным им, могут быть освобождены от удержаний или вычетов за счет уплаты различных видов налогов, начисляемых, взимаемых или удерживаемых в Нидерландах, какой-либо их административно-территориальной единицей или налоговыми органами при условии, что ни одна из выплат по Облигациям не зависит и не считается зависимым от дохода или распределения дохода KMG Finance или его аффилиированным лицом.

Корпоративный подоходный налог и индивидуальный подоходный налог

Резиденты Нидерландов

Если держатель Облигации для целей голландского корпоративного подоходного налога является резидентом Нидерландов или считается таковым, то доход, полученный от имеющихся у него Облигаций, и доход от прироста стоимости, возникший при отчуждении имеющихся у него Облигаций, облагаются голландским корпоративным подоходным налогом (по следующим ставкам 2010 года: 20 процентов на доход до 200 000 евро; 25,5 - на доход свыше 200 000 евро).

Если держатель Облигаций является физическим лицом, резидентом Нидерландов или считается таковым для целей голландского корпоративного подоходного налога (включая частного держателя-нерезидента, который предпочел применить правила голландского Закона о подоходном налоге 2001 года, поскольку они распространяются на резидентов Нидерландов), то доход, полученный от имеющихся у него Облигаций, и доход от прироста стоимости, возникший при отчуждении имеющихся у него Облигаций, облагаются налогом по прогрессирующей ставке (не более 52,0 процентов), если:

- у держателя имеется предприятие или доля участия в предприятии, к которому относятся Облигации; или
- считается, что держатель осуществляет деятельность в отношении Облигации, которая выходит за рамки обычного управления активами («**normal vermogensbeheer**»).

Если вышеуказанные условия (i) или (ii) не относятся к частному держателю Облигаций, такой держатель будет ежегодно облагаться налогом на номинальный доход в размере 4,0 процентов от средней чистой стоимости имеющихся у него Облигаций по фиксированной ставке 30,0 процентов (эффективная ставка налогов составляет 1,2 процента), независимо от того, был или не был получен доход в виде процентов или фактически получен доход от прироста стоимости. Вышеуказанный подоходный налог применяется в отношении частного держателя Облигаций лишь в том случае, когда будут превышены определенные пороговые значения.

Нерезиденты Нидерландов

Голландскоеналогообложение на доход или прирост капитала не применяется в отношении держателя Облигации, получающего доход от Облигации и реализующего прибыль от распоряжения или подразумеваемого распоряжения Облигацией, если:

- такой держатель не является и не считается резидентом Нидерландов или, в случае с физическим лицом, если он предпочел применить правила голландского Закона о подоходном налоге 2001, которые распространяются на резидентов Нидерландов; и

- такой держатель не имеет доли участия в предприятии или подразумеваемом предприятии (официально определенный термин), которое полностью или частично либо фактически управляется из Нидерландов, либо работает через постоянно действующее учреждение или постоянное представительство в Нидерландах, и к части которого или ко всему такому предприятию относятся Облигации; и
- такой держатель, если это физическое лицо, не осуществляет никакой другой деятельности в Нидерландах, которая бы выходила за рамки обычного управления активами; и
- такой держатель не имеет доли участия в предприятии в Нидерландах, кроме как в виде ценных бумаг.

Доход держателя Облигации не будет облагаться в Нидерландах только лишь в силу подписания, передачи и (или) принудительного исполнения Облигаций или выполнения КМГ Finance своих обязательств по Облигациям.

Налоги на дарение, наследуемое имущество и на наследство

Голландские налоги на дарение, наследуемое имущество и на наследство не взимаются в случае приобретения Облигации в качестве подарка от держателя или вследствие его смерти, за исключением случаев, когда:

- держатель является резидентом Нидерландов или считается таковым; или
- в случае смерти физического лица, которое при этом являлось резидентом Нидерландов или считалось таковым в течение 180 дней после даты дарения, притом, что при осуществлении дарения Облигации оно не являлось резидентом Нидерландов и не считалось таковым.

Для целей голландского налога на дарение и налога на наследство, физическое лицо, имеющее голландское гражданство, считается резидентом Нидерландов, если оно было резидентом Нидерландов в любое время в течение 10 лет, предшествующих дате дарения и/или смерти такого лица.

Для целей голландского налога на дарение и налога на наследство, физическое лицо, не имеющее голландского гражданства, считается резидентом Нидерландов, если оно было резидентом Нидерландов в любое время в течение двенадцати месяцев, предшествующих дате дарения.

Прочие налоги и пошлины

Держатель Облигаций не выплачивает в Нидерландах никаких сборов за регистрацию, налогов на капитал, государственные пошлины или иные подобные налоги, за исключением судебных сборов и взносов за регистрацию в торговом реестре Торговой палаты, в отношении подписания, передачи и (или) принудительного исполнения через судебные органы (включая приведения в исполнение иностранного судебного решения в судах Нидерландов) Облигаций или выполнения обязательств КМГ Financea по Облигациям, или в связи с этим. Также не подлежит уплате в Голландии налог на добавленную стоимость в отношении выплат в счет эмиссии Облигации, выплат вознаграждения или основной суммы по Облигации или в отношении передачи Облигации.

Отдельные аспекты Закона о пенсионном обеспечении

Законом о пенсионном обеспечении США 1974 года с изменениями и дополнениями (далее - **ERISA**) предусматриваются определенные требования в отношении «планов льгот, предоставляемых работодателями» (согласно определению, приведенному в Законе о пенсионном обеспечении) с учетом положений Главы I указанного закона, распространяющихся, в том числе на такие организации, как коллективные инвестиционные фонды и отдельные счета, чьи базовые активы

включают в себя активы указанных планов (далее совместно – **Пенсионные планы**), а также на лиц, которые являются доверительными управляющими в отношении таких Пенсионных планов.

Статьей 406 Закона о пенсионном обеспечении и статьей 4975 Налогового кодекса США 1986 года с изменениями и дополнения (далее – **Кодекс**) запрещаются определенные сделки с участием активов Пенсионных планов (статья 4975 Кодекса также предусматривает запрет в отношении отдельных планов, которые не подпадают под действие положений Главы I Закона о пенсионном обеспечении, но которые подпадают под действие статьи 4974 Кодекса, как, например, индивидуальные пенсионные счета (далее совместно с Пенсионными планами и организациями, чьи базовые активы включают в себя активы Пенсионных планов и (или) планы, подпадающие под действие статьи 4975 Кодекса – **Планы**), и отдельных лиц (именуемых «заинтересованные стороны» или «дисквалифицированные лица»), имеющих определенное отношение к таким Планам, если только такие сделки не подпадают под законодательные или административные исключения. Заинтересованная сторона или дисквалифицированное лицо, участвующее в запрещенной сделке, может облагаться акцизным налогом и прочими штрафами и обязательства в соответствии с Законом о пенсионном обеспечении и статьей 4975 Кодекса.

Хотя данный вопрос и не лишен неопределенности, приобретение и владение Облигациями посредством Планов может привести к тому, что базовые активы Эмитента могут рассматриваться как «активы плана» таких Планов для целей положений Закона о пенсионном обеспечении и статьи 4975 Кодекса, и на деятельность Эмитента будут распространяться ограничения, относящиеся к запрещенным сделкам, указанным в настоящем документе.Следовательно, будет считаться, что каждый покупатель Облигаций или какого-либо бенефициарного участия в них заверяет и гарантирует, что на момент покупки и в течение периода владения такими Облигациями или бенефициарного участия в них (i) он не является Планом и (ii) он не продаст и не передаст каким-либо иным образом ни одну из таких Облигаций или участия в них другому лицу, не получив при этом от такого лица аналогичные заверения и гарантии.

ВЫШЕИЗЛОЖЕННОЕ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ ЛИШЬ ОБЗОР ОПРЕДЕЛЕННЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЗАКОНА О ПЕНСИОННОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ ПРИ ИНВЕСТИРОВАНИИ В ОБЛИГАЦИИ И НЕ СЧИТАЕТСЯ ПОЛНЫМ ОБЗОРОМ. ПРЕЖДЕ ЧЕМ ИНВЕСТИРОВАТЬ СРЕДСТВА В ОБЛИГАЦИИ, ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ИНВЕСТОРЫ ДОЛЖНЫ ПРОКОНСУЛЬТИРОВАТЬСЯ СО СВОИМИ КОНСУЛЬТАНТАМИ ПО ЮРИДИЧЕСКИМ, НАЛОГОВЫМ И ФИНАНСОВЫМ ВОПРОСАМ И ПРОЧИМИ КОНСУЛЬТАНТАМИ В ОТНОШЕНИИ УКАЗАННЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ С УЧЕТОМ КОНКРЕТНОЙ СИТУАЦИИ ИНВЕСТОРА.

ОБЗОР ПОЛОЖЕНИЙ, КАСАЮЩИХСЯ ОБЛИГАЦИЙ В ГЛОБАЛЬНОЙ ФОРМЕ

Глобальные облигации

Каждая серия Облигаций при выпуске документально подтверждается (i) если это Облигации, регулируемые Положением S - Глобальной облигацией, депонированной и зарегистрированной на имя назначенного лица единого депозитария систем Euroclear и Clearstream (Люксембург) и (ii) если это Облигации, регулируемые Правилом 144A - Глобальной облигацией, регулируемой Правилом 144A, сданной на хранение кастодиануDTC и зарегистрированной на имя компании «Cede&Co.» как номинального держателя DTC.

Владеть бенефициарным участием в Глобальной облигации, регулируемой Положением S, можно лишь через системы Euroclear или Clearstream (Люксембург). См. раздел «***Процедура ведения учета по Глобальным облигациям***». Считается, что, приобретая бенефициарное участие в Глобальной облигации, регулируемой Положением S, такой покупатель, помимо прочего, заверяет, что он не является гражданином США и что до истечения 40 дней после завершения распределения Серий, частью которых являются указанные Облигации (при этом факт такого распределения устанавливается и подтверждается соответствующим Дилером для Основного платежного агента, или, если это Серии Облигаций, проданные одному или несколькимсоответствующим Дилерам или через них - каждым таким Дилером по Облигациям Серий, проданных ему или через него, а Основной платежной агент должен сообщить каждому такому Дилеру, когда будет сделано такое подтверждение соответствующими Дилерами (далее – **период соблюдения правил распределения**), что им не будет размещено, продано, заложено или иным образом передано такое участие, кроме как лицам, которые, по разумному предположению продавца, являются гражданами США в оффшорной операции в соответствии с Правилом 903 или Правилом 904 Положения S. См. раздел «***Ограничения по передаче***». Владеть бенефициарным участием в Глобальной облигации, регулируемой Правилом 144A, можно лишь через DTC. См. раздел «***Процедура ведения учета по Глобальным облигациям***». Считается, что, приобретая бенефициарное участие в Глобальной облигации, регулируемой Правилом 144A, такой покупатель, помимо прочего, ручается, что, если он является гражданином США (в рамках определения этого термина, данного в Положении S), то он является Квалифицированным институциональным покупателем (далее - **КИП**), который в свою очередь является квалифицированным приобретателем (далее – **КП**), и что, если в будущем он решит передать бенефициарное участие, то он его передаст в соответствии с процедурой и ограничениями, указанными в Агентском соглашении. См. раздел «***Ограничения по передаче***».

В отношении бенефициарного участия в каждой Глобальной облигации существуют определенные ограничения по передаче, указанные в настоящем документе и в Агентском соглашении, и ограничения в отношении Глобальной облигации, регулируемой Правилом 144A, указанные в Правиле 144A, при этом на Облигациях, регулируемых Правилом 144A, делается надпись с указанием таких ограничений, как указано в разделе «***Ограничения по передаче***».

Любое бенефициарное участие в Глобальной облигации, регулируемой Положением S, переданное лицу, которым такая передача был принята в виде участия в Глобальной облигации, регулируемой Правилом 144A, после такой передачи перестает быть участием в Глобальной облигации, регулируемой Положением S, и становится участием в Глобальной облигации, регулируемой Правилом 144A, и, следовательно, подпадает под действие всех ограничений и прочих процедур, применимых к бенефициарному участию в Глобальных облигациях, регулируемых Правилом 144A, на протяжении всего времени, пока остается таким участием. Любое бенефициарное участие в Глобальной облигации, регулируемой Правилом 144A, переданное лицу, которым такая передача была принята в виде участия в Глобальной облигации, регулируемой Положением S, после такой передачи перестает быть участием в Глобальной облигации, регулируемой Правилом 144A, и, следовательно, подпадает под действие всех ограничений и прочих процедур, применимых к бенефициарному участию в Глобальных облигациях, регулируемых Положением S, на протяжении всего времени, пока остается таким участием. Плата за услуги по регистрации передачи или обмена Облигаций не взимается, однако Регистратор может предъявить к оплате сумму, достаточную для

оплаты налога или госпошлины, подлежащих уплате в связи с такой передачей или обменом. За исключением ограниченного количества случаев, описанных ниже, собственники бенефициарногоучастия в Глобальных облигациях не имеют права на физическое вручение Облигаций в документарной форме (далее – **Документарная облигация**). Облигации на предъявителя не выдаются.

Изменения и дополнения к условиям

В каждой Глобальной облигации содержатся положения, применимые к Облигациям, которые они представляют, при этом некоторые из них изменяют действие вышеуказанных Условий облигаций. Ниже приводится общий обзор таких положений:

- ***Выплаты.*** Выплата основной суммы и вознаграждения по Облигациям, подтверждаемым Глобальными облигациями, производятся на основании представления документов для индоссамента Основным платежным агентом, и, в случае отсутствия дальнейших выплат в отношении соответствующих Облигаций - на основании отказа от такой Глобальной облигации в пользу или же по распоряжению Основного платежного агента или любого другого Платежного агента, о котором в связи с этим сообщается соответствующим Держателям облигаций. На обороте надлежащего приложения к соответствующей Глобальной облигации делается отметка об осуществленной таким образом выплате, при этом такой индоссамент считается первичным доказательством совершения указанной выплаты в отношении соответствующих Облигаций.

- ***Уведомления***. В течение всего времени, пока Облигации подтверждаются Глобальной облигацией, и такая Глобальная облигация хранится в клиринговой системе или ее хранят от лица клиринговой системы, уведомления в адрес Держателей облигаций могут направляться путем вручения соответствующего уведомления указанной клиринговой системе для его дальнейшей передачи надлежащему держателю счета вместо вручения такого уведомления в соответствии с требованиями Условий облигаций при условии, что, пока Облигации зарегистрированы на регулируемом рынке Лондонской фондовой биржи, и если это требуется по правилам регулируемого рынка Лондонской фондовой биржи, уведомления также публикуются в ведущей лондонской газете с широким тиражом (предполагается, что это должна быть газета «*FinancialTimes*»).

- ***Собрания***. Для целей подсчета кворума или прав требовать проведения голосования во время собраний Держателей облигаций считается, что владелец каждой Глобальной облигации представляет собой два лица и имеет один голос в отношении Облигаций, на которые может обменяться соответствующая Глобальная облигация.

- ***Полномочия Доверительного управляющего.***При рассмотрении интересов Держателей облигаций, в то время как Глобальная облигация хранится от лица клиринговой системы, Доверительный управляющий, если он считает это обоснованным в определенных обстоятельствах, может принять во внимание информацию, предоставленную ему такой клиринговой системой или ее операторами, позволяющую идентифицировать (либо в отдельности, либо по категориям) держателей ее счетов, имеющих право на такую Глобальную облигацию, и может рассматривать такие интересы, как если бы эти держатели счетов являлись держателями указанной Глобальной облигации.

- ***Аннулирование.*** Аннулирование какой-либо Облигации, аннулирование которой предусмотрено в соответствии с Условиями облигации, производится путем сокращения основной суммы соответствующей Глобальной облигации.

- ***Погашение по выбору Эмитента.***Любой предусмотренный Условиями Опцион на покупку (опцион «колл») может быть исполнен Эмитентом путем направления уведомления Держателю облигаций с таким содержанием и в такие сроки, как указано в Условиях, за исключением того, что в уведомлении не требуется указывать серийный номер выставляемых для погашения Облигаций, если опцион исполняется частично, и, следовательно, погашение Облигации не требуется.

- ***Погашение по выбору Держателя облигаций.*** Любой предусмотренный Условиями Опцион на продажу (опцион «пут») может быть исполнен держателем Глобальной облигации (i) путем направления в адрес Эмитента уведомления в сроки, относящиеся к хранению Облигаций, как указано в Условиях, и в такой форме, которую можно получить от Платежного агента, Регистратора или Трансфер-агента (при этом в уведомлении не требуется указывать номера сертификатов Облигаций, в отношении которых исполняется опцион), с указанием номинальной суммы Облигаций, в отношении которых исполняется опцион, и (ii) путем одновременной передачи Глобальной облигации на хранение Регистратору или Трансфер-агенту в установленном им офисе.

Обмен на Документарные облигации

Обмен

Регистрация права собственности на Облигации, изначально представленные Глобальной облигацией, регулируемой Правилом 144A, на любое другое имя, кроме DTC, или депозитария-преемника или одну из предложенных ими кандидатур, запрещается, за исключением случаев, когда депозитарий уведомляет KMG Эмитента о том, что он больше не желает или не может должным образом выполнять свои обязательства в качестве депозитария Глобальной облигации, регулируемой Правилом 144A, или прекращаетбыть «клиринговым агентом», зарегистрированным в соответствии с Законом о торговле ценными бумагами США 1934 года сизменениями и дополнениями, или что он больше не имеет права действовать в таком качестве, а Эмитент не может найти квалифицированного преемника в течение 90 дней со дня получения уведомления о несоответствии депозитария, и Регистратор получает уведомление от зарегистрированного держателя Глобальной облигации, регулируемой Правилом 144A, с просьбой об обмене определенной суммы Глобальной облигации, регулируемой Правилом 144A, на Документарную облигацию.

Регистрация права собственности на Облигации, изначально представленные Глобальной облигацией, регулируемой Положением S, на любое другое имя, кроме кандидатуры, предложенной единым депозитарием систем Euroclear и Clearstream (Люксембург), разрешается лишь в том случае, если (i) системы Euroclear или Clearstream (Люксембург) не работают в течение 14 дней подряд (по каким-либо причинам, кроме государственных праздников) или объявили о своем намерении навсегда прекратить свою деятельностьили (ii) не была выплачена основная сумма в отношении Облигации при наступлении срока ее погашения или в случае требования досрочного ее погашения, и если Регистратор получил уведомление от зарегистрированного держателя (т.е. единого депозитария) соответствующей Глобальной облигации, регулируемой Положением S, с просьбой обменять Глобальную облигацию, регулируемую Положением S, на Документарную облигацию.

Держатель соответствующей Глобальной облигации может на Дату обмена или после этого отказаться от такой Глобальной облигации в пользу Регистратора или какого-либо Трансфер-агента или по их распоряжению. В обмен на соответствующую Глобальную облигацию, как это предусмотрено в Платежном агентском соглашении, Регистратор доставляет или обеспечивает доставку равноценной совокупной суммы должным образом оформленных и удостоверенных Документарных облигаций по форме, установленной в соответствующем приложении к Трастовому договору.

Передача Глобальной облигации или обмен участия в ней на Документарные облигации не регистрируется Регистратором в течение 15-дневного срока, заканчивающегося в день уплаты основной суммы или вознаграждения, или в день опционного погашения Облигаций.

«Дата обмена» означает любой день в течение 90 дней после вручения уведомления с просьбой о совершении обмена, в которую банки в городе, где находится указанный офис Регистратора или Трансфер-агента, открыты.

Вручение

При указанных обстоятельствах соответствующая Глобальная облигация подлежит полному

обмену на Документарные облигации, а Эмитент за счет Компании (но при условии гарантии возмещения ущерба, которую может потребовать Регистратор или какой-либо соответствующий Трансфер-агент, по какому-либо роду налогов или прочим сборам, которые могут взиматься или налагаться в связи с обменом) обеспечивает оформление и доставку достаточного количества Документарных облигаций Регистратору для окончательного оформления, удостоверения и отправки соответствующим Держателям облигаций. Лицо, владеющее участием в Глобальной облигации, должно предоставить Регистратору (а) письменное распоряжение с инструкциями и прочей информацией, которая может быть затребована Эмитентом, Гарантом (если таковой есть) и Регистратором для заключительного оформления и вручения этих Облигаций, и (б) лишь в случае с Глобальной облигацией, регулируемой Правилом 144А – полностью оформленное и подписанное свидетельство о том, что держатель, совершающий обмен, на момент обмена не передает свое участие, или, в случае одновременной продажи согласно условиям Правила 144А – свидетельство о том, что передача совершается с соблюдением положений Правила 144А в пользу КИП, которые в свою очередь являются КП. На Документарных облигациях, выпущенных в обмен на бенефициарное участие в Глобальной облигации, регулируемой Правилом 144А, должна быть сделана надпись, наносимая при такой передаче в соответствии с Правилом 144А, как указано в пункте «***Ограничения по передаче***».

Надпись

Держатель Документарной облигации может полностью или частично передать Облигации, подтверждаемые такой Документарной облигацией, с приемлемым минимальным номиналом путем ее уступки Регистратору или Трансфер-агенту вместе с заполненной формой о передаче. После передачи, обмена или замены Документарной облигации, регулируемой Правилом 144А, с нанесением надписи в соответствие с разделом «***Ограничения по передаче***», или по специальному запросу об удалении надписи на Документарной облигации, регулируемой Правилом 144А, Эмитент вручает лишь такие Документарные облигации, регулируемые Правилом 144А, на которых есть указанная надпись, или отказывается исключить такую надпись, в зависимости от обстоятельств, если только Гаранту, КМГFinanceи Регистратору не будет представлено достаточное доказательство (которое может включать в себя юридическое заключение, которое может быть затребовано КМГ Financeили Гарантом) того, что ни надпись, ни указанные в ней ограничения по передаче не требуется для того, чтобы обеспечить соблюдение положений Закона о ценных бумагах и Закона об инвестиционных компаниях.

Процедура ведения учета по Глобальным облигациям

В отношении каждой Серии Облигаций, подтверждаемых как Глобальной облигацией, регулируемой Правилом 144А, так и Глобальной облигацией, регулируемой Положением S, должны быть установлены механизмы междепозитарного взаимодействия между DTC, системами Euroclear и Clearstream (Люксембург), позволяющие осуществлять первичное размещение Облигаций и их международную передачу в рамках вторичного обращения Облигаций. См. «***Бездокументарное владение - Расчеты и передача облигаций***».

Системы Euroclear и Clearstream (Люксембург)

Клиринговые системы Euroclear и Clearstream (Люксембург) осуществляют хранение ценных бумаг своих клиентов и обеспечивают клиринг и расчеты по сделкам с ценными бумагамимежду соответствующими держателями счетов путем внесения учетных записей по счетам депо участников системы депозитария. Косвенный доступ к системам Euroclear и Clearstream (Люксембург) имеется и у других организаций, которые осуществляют клиринг или поддерживают кастодиальные отношения с держателями счетов одной из систем. Системы Euroclear и Clearstream (Люксембург) оказывают разные виды услуг, в том числе хранение, администрирование, клиринг и расчеты по международным ценным бумагам, а также операции по ссуде и займу ценных бумаг. Клиринговые системы Euroclear и Clearstream (Люксембург) также работают с местными рынками ценных бумаг в разных странах путем установления депозитарных и кастодиальных отношений. Созданный между Euroclear и Clearstream (Люксембург) междепозитарный мост использует технологию электронного

документооборота и дает возможность клиентам этих депозитариев осуществлять расчеты по сделкам. В число клиентов этих систем входят всемирные финансовые организации, в том числе андеррайтеры, брокеры и дилеры по ценным бумагам, банки, трастовые компании и клиринговые корпорации. Инвесторы могут владеть своими долями участия в Глобальных облигациях напрямую через системы Euroclear или Clearstream (Люксембург), если они имеют счета (далее – **Прямые участники**), или косвенно (далее – **Косвенные участники**, а совместно с Прямыми участниками – **Участники**) через организации, которые имеют счета в этих системах.

DTC (Депозитарная трастовая компания)

DTC сообщает Эмитенту следующее: DTC является трастовой компанией ограниченного назначения, созданной в соответствии с законодательством штата Нью-Йорк, «банковской организацией» согласно законодательству штата Нью-Йорк, членом Федеральной резервной системы США, «клиринговой корпорацией» в рамках определения этого термина в Унифицированном коммерческом кодексе штата Нью-Йорк и «клиринговым агентством», зарегистрированным в соответствии с положениями Раздела 17А Закона о торговле ценными бумагами. DTC была создана с целью осуществления хранения ценных бумаг для своих Участников и обеспечения клиринга и расчета по сделкам с ценными бумагамимежду своими Участниками путем внесения учетных записей по счетам депо участников в системе депозитария, исключая, таким образом, необходимость физического перемещения сертификатов. К числу Участников относятся брокеры и дилеры по ценным бумагам, банки, трастовые компании, клиринговые корпорации и другие отдельные организации. Косвенный доступ к DTC имеется и у других организаций, таких как банки, брокеры и дилеры по ценным бумагам и трастовые компании, которые осуществляют клиринг или поддерживают кастодиальные отношения с Прямым участником DTC прямым или косвенным образом.

Инвесторы могут иметь участие в Глобальных облигациях, регулируемых по Правилу 144А, напрямую через DTC, если это Прямые участники системы DTC, или, если это Косвенные участники, через организации, которые являются Прямыми участниками этой системы.

DTC сообщает Эмитенту о том, что ею будут совершены какие-либо действия, которые могут быть совершены держателем Облигации, лишь по указанию одного или нескольких Прямых участников и лишь в отношении такой части совокупной основной суммы соответствующих Глобальных облигаций, регулируемых Правилом 144А, в отношении которой было дано указание таким Участником или Участниками. Однако, в случаях, предусмотренных в разделе «Обмен на Документарные облигации», DTC уступает соответствующие Глобальные облигации, регулируемые Правилом 144А, в обмен на отдельные Документарные облигации, регулируемые Правилом 144А (с надписью, наносимой при передаче в соответствии с условиями Правила 144А).

Бездокументарное владение

Системы Euroclearu Clearstream (Люксембург)

На Глобальной облигации, регулируемой Положением S, которая представляет Облигации, регулируемые Положением S, какой-либо Серии ставится Международный идентификационный номер акции (ISIN) и Обычный код, и такая облигация регистрируется на имя номинального держателя систем Euroclear и Clearstream (Люксембург), и депонируются в единый депозитарий от имени этих систем.

DTC

На Глобальной облигации, регулируемой Правилом 144А, которая представляет Облигации, регулируемые Правилом 144А, любой Серии проставляется номер, присвоенный ценной бумаге Комитетом по присвоению стандартных номеров и кодов (CUSIP), если не предусмотрено иное, и такая облигация регистрируется и передается на хранение кастодиану от лица «Cede&Co.» как номинального держателя системы DTC. Кастодиан и DTC производят электронную запись основного счета по Облигациям, хранящимся в системе DTC.

Отношения между участниками клиринговых систем

Каждое лицо, зарегистрированное в учетных записях систем Euroclear и Clearstream (Люксембург) или DTC как держатель Облигации, подтверждаемой Глобальной облигацией, должно обращаться исключительно к системам Euroclear и Clearstream (Люксембург) или DTC, в зависимости от обстоятельств, с целью получения доли в каждой оплате, произведенной Эмитентом держателю такой Глобальной облигации, а также по поводу любых других прав, возникающих из Глобальной облигации, при условии соблюдения соответствующих правил и процедур, установленных системой Euroclear и Clearstream (Люксембург) или DTC (в зависимости от обстоятельств). КМГ Finance рассчитывает на то, что после получения платежей по Облигации, подтверждаемой Глобальной облигацией, единый депозитарий, в котором хранится такая облигация, или номинальный держатель, на чье имя она зарегистрирована, немедленно зачисляет на счета соответствующих участников или держателей счета в соответствующей клиринговой системе платежи на сумму, пропорциональную их соответствующему бенефициарному участию в основной сумме соответствующей Глобальной облигации, как указано в учетной документации клиринговой системы или назначенного ее лица. КМГ Financetакже рассчитывает на то, что выплаты, произведенные Прямыми участниками клиринговой системы в пользу собственников бенефициарного участия в Глобальной облигации, хранящейся в клиринговой системе через таких Прямых участников, регулируются постоянно действующими инструкциями и общепринятой практикой.За исключением вышеизложенного, такие лица не должны напрямую предъявлять претензии к КМГ Financeили Компании в отношении выплат, причитающихся по Облигациям в течение всего времени, пока Облигации подтверждаются Глобальной облигацией, и обязательства KMG Financeсчитаются исполненными в момент выплаты, произведенной в адрес зарегистрированного держателя (в зависимости от обстоятельств) такой Глобальной облигации в отношении каждой суммы, уплаченной таким образом. Ни КМГ Finance, ни Компания, ни Доверительный управляющий или Агент не несут ответственности или обязательства по каким-либо аспектам учетных записей или выплатам, произведенным с учетом доли участия в какой-либо Глобальной облигации или в отношении ведения, контроля или пересмотра каких-либо записей относительно такой доли участия.

Расчеты и передача Облигаций

С учетом правил и процедур каждой применимой клиринговой системы, покупки Облигаций, хранящихся в клиринговой системе, должны осуществляться Прямыми участниками или через них, при этом такие Облигации будут зачислены на счета Прямых участников в учетных записях клиринговой системы. При этом доля участия каждого фактического покупателя такой Облигации (далее – **Бенефициарный собственник**) в свою очередь отражается в учетных записях Прямых и Косвенных участников. Бенефициарные собственники не получают от клиринговой системы письменное подтверждение о совершенной ими покупке, но предполагается, что они должны получить письменные подтверждения с подробным описанием сделки, а также периодические отчеты по их владениям, от Прямого или Косвенное участника, через которых была заключена сделка таким Бенефициарным собственником.

Передача доли участия в Облигациях, находящихся в клиринговых системах, осуществляется путем учетной записи по счету Участников, действующих от лица Бенефициарных собственников. При этом Бенефициарные собственники не получают сертификаты, подтверждающие их долю участия в таких Облигациях, за исключением случаев и пока участие в Глобальной облигации, находящейся в клиринговой системе, будет заменено на Документарные облигации.

Клиринговой системе не известно, кто является фактическими Бенефициарными собственниками Облигаций, находящихся у них, а учетные записи по ним отображают лишь личность Прямых участников, на чьи счета зачисляются такие Облигации, и которые могут являться или не являться бенефициарными собственниками. Участники продолжают нести ответственность за ведение учета своих владений от лица своих клиентов. Процедура направления уведомлений и прочей корреспонденции клиринговыми системами в адрес Прямых участников, Прямыми участниками в адрес Косвенных участников, и Прямыми и Косвенными участниками в адрес бенефициарных собственников.регулируется согласно достигнутой между ними договоренности, при

условии соблюдения действующих на тот момент законодательных и нормативный требований.

Законодательством определенных стран может предусматриваться необходимость физической доставки ценных бумаг в определенной форме конкретным лицами. Следовательно, возможность передачи участия в Глобальной облигации таким лицам может быть ограничена. Поскольку DTC может действовать лишь от лица Прямых участников, которые в свою очередь действуют от лица Косвенных участников, возможности лица, имеющего участие в Глобальной облигации, регулируемой Правилом 144A, передать свое участие в залог физическим или юридическим лицам, не участвующим в DTC, или предпринять какие-либо иные действия в отношении этого участия, могут быть ограничены вследствие отсутствия физического сертификата, подтверждающего данное участие

Торги между участниками Euroclear или Clearstream (Люксембург)

Продажи на вторичном рынке бездокументарного участия в Облигациях, хранящихся на счетах в системах Euroclear или Clearstream (Люксембург), покупателям бездокументарного участия в Облигациях, хранящихся на счетах в Euroclear или Clearstream (Люксембург), осуществляются в соответствии с обычными правилами и регламентом систем Euroclear и Clearstream (Люксембург), а расчеты по ним производятся с использованием процедур, применимых к обыкновенным еврооблигациям.

Торги между участниками DTC

Продажи бездокументарного участия в Облигациях на вторичном рынке между участниками DTC осуществляются обычным способом в соответствии с правилами DTC, а расчеты по ним производятся с использованием процедур, применимых к американским корпоративным долговым обязательствам в системе расчетов DTC «день в день» для платежей, производимых в долларах США, или без оплаты, для платежей, производимых не в долларах США. Если платеж не был осуществлен в долларах США, необходимо организовать другой платеж за пределами DTC между участниками DTC.

Торги между продавцом DTC и покупателем Euroclear и Clearstream (Люксембург)

При снятии бездокументарного участия в Облигациях со счета участника DTC, владеющего бенефициарным участием в Глобальной облигации, регулируемой Правилом 144A, и зачислении его на счет держателя счета в Euroclear или Clearstream (Люксембург), желающего приобрести бенефициарное участие в Глобальной облигации, регулируемой Положением S, (при условии соблюдения процедуры сертификации, предусмотренной в Агентском договоре), участник DTC направляет в DTC распоряжение о совершении передачи соответствующему держателю счета в Euroclear или Clearstream (Люксембург) до 12 часов по Нью-йоркскому времени, в день расчета. Участник DTC и соответствующий держатель счета в Euroclear или Clearstream (Люксембург) должны отдельно договориться об осуществлении расчетов. В день оплаты, кастодиан Глобальной облигации, регулируемой Правилом 144A, дает распоряжение Регистратору (i) уменьшить объем Облигаций, зарегистрированных на имя «Cede&Co.» и подтверждаемых Глобальной облигацией, регулируемой Правилом 144A, соответствующего класса и (ii) увеличить объем Облигаций, зарегистрированных на имя лица, назначенного единым депозитарием систем Euroclear и Clearstream (Люксембург), и подтверждаемых Глобальной облигацией, регулируемой Положением S.Бездокументарное участие доставляется без оплаты в системы Euroclear или Clearstream (Люксембург), в зависимости от обстоятельств, и зачисляется на счет соответствующего держателя счета в первый рабочий день, следующий за расчетным днем.

Торги между Продавцом Euroclear/Clearstream (Люксембург) и Покупателем DTC

При переводе бездокументарного участия в Облигациях со счета держателя счета в Euroclear или Clearstream (Люксембург) на счет участника DTC, желающего приобрести бенефициарное участие в Глобальной облигации, регулируемой Правилом 144A (при условии соблюдения процедуры сертификации, предусмотренной в Агентском договоре), участник Euroclear или

Clearstream (Люксембург) направляет распоряжение в Euroclear или Clearstream (Люксембург) о совершении доставки без оплаты к 19:45 Брюссельского или Люксембургского времени, за один рабочий день до расчетного дня. В свою очередь Euroclear или Clearstream (Люксембург), в зависимости от обстоятельств, дает соответствующее распоряжение единому депозитарию систем Euroclear и Clearstream (Люксембург) и Регистратору осуществить доставку на счет участника DTC в расчетный день. В зависимости от обстоятельств, участник DTC и соответствующий держатель счета в Euroclear или Clearstream (Люксембург) должны отдельно договориться об осуществлении платежа. В расчетный день единый депозитарий систем Euroclear и Clearstream (Люксембург) (a) дает соответствующее распоряжение кастодиану Глобальной облигации, регулируемой Правилом 144A, который, в свою очередь, доставляет такое бездокументарное участие в Облигации без оплаты на соответствующий счет участника DTC и (b) дает распоряжение Регистратору (i) уменьшить объем Облигаций, зарегистрированных на имя лица, назначенного единым депозитарием систем Euroclear и Clearstream (Люксембург) и подтверждаемых Глобальной облигацией, регулируемой Положением S, и (ii) увеличить объем Облигаций, зарегистрированных на имя «Cede&Co.» и подтверждаемых Глобальной облигацией, регулируемой Правилом 144A.

Хотя Euroclear, Clearstream (Люксембург) и DTC договорились о вышеизложенных процедурах в целях обеспечения перевода бенефициарного участия в Глобальных облигациях между участниками Euroclear, Clearstream (Люксембург) и DTC, они не обязаны осуществлять или продолжать осуществление этих процедур, и указанные процедуры могут быть прекращены в любое время. Ни KMG Finance, ни Гарант, ни Доверительный управляющий или какой-либо Агент не несут ответственности за исполнение системами Euroclear, Clearstream (Люксембург) и DTC или их соответствующими Прямыми или Косвенными участниками своих обязательств согласно правилам и процедурам, регулирующим их деятельность.

Расчеты по торгам до эмиссии

Предполагается, что доставка Облигаций должна осуществляться против оплаты к дате завершения, что может составлять более трех рабочих дней со дня установления цены. Согласно Правилу 15c61 Закона о ценных бумагах и биржах, расчеты по торговым сделкам на вторичном рынке США должны производиться в течение трех рабочих дней (T + 3), если между участниками торговой сделки прямо не оговорено иное. Следовательно, покупатели, желающие произвести торговые сделки по Облигациям в США, в день установления цены или на следующий рабочий день в течение трех дней до соответствующей даты завершения, должны (в силу того, что изначально расчет по Облигациям будет сделан за рамками схемы T +3) указать альтернативную схему оплаты на момент совершения такой торговой сделки, чтобы избежать неосуществление расчетов. В разных странах порядок расчетов может быть разными, и этот порядок может повлиять на покупателей Облигаций. Поэтому, покупая Облигации в период между соответствующей датой установления цены и датой завершения, покупатели должны проконсультироваться у своих консультантов.

ОГРАНИЧЕНИЯ ПО ПЕРЕДАЧЕ

Облигации, регулируемые Правилом 144A

Каждый приобретатель бенефициарного участия в Глобальной облигации, регулируемой Правилом 144A, принимая вручение настоящего Базового проспекта и Облигаций, считается заявившим, согласившимся и подтвердившим, что:

(1)Он (a) является КИП, который также представляет собой КП, (b) не является брокером-дилером, который имеет в собственности и инвестирует по собственному усмотрению не менее 25 миллионов долларов США в ценные бумаги неаффилиированныхэмитентов, (c) не является структурой, реализующей план наделения работников ценными бумагами по их выбору, подобный плану 401(k), (d) приобретает такие Облигации от своего имени или от имени одного или нескольких КИП, каждый их которых также представляет собой КП, (e) не

сформирован в целях инвестирования в Облигации Эмитента, и (f) осведомлен, и каждому бенефициарному собственнику таких Облигаций было сообщено, что продажа таких Облигаций ему производится на основании Правила 144A.

(2) Он (a) вместе с каждым лицом, от имени которого он производит покупку, будет владеть правами и передавать бенефициарное участие на Облигацию, регулируемую Правилом 144A, в размере основной суммы не менее 100 000 долларов США и (b) предоставит любым последующим приобретателям уведомление об этих ограничениях по передаче. Кроме того, он понимает, чтоЭмитент может получить перечень участников, владеющих позициями по его ценным бумагам, от одного или нескольких бездокументарных депозитариев.

(3) Он понимает, что Облигации, регулируемые Правилом 144A, не были или не будут зарегистрированы согласно Закону о ценных бумагах и не могут быть предложены, проданы, заложены или иным образом переданы, кроме как (a) в соответствии с Правилом 144A лицу, которое он и любое лицо, действующее от его имени, обоснованно считают КИП, который также представляет собой КП, приобретающему такие Облигации от своегособственного имени или от имени одного или нескольких КИП, каждый из которых также представляет собой КП, где каждое такое лицо приобретает Облигации, регулируемые Правилом 144A, на основную сумму не менее 100 000 долларов США или (b) не гражданину США в зарубежной сделке в соответствии с Правилом 903 или Правилом 904 Положения S, в каждом случае в соответствии с любыми применимыми законами любого штата Соединенных Штатов Америки о ценных бумагах.

(4) Он понимает, что KMG Finance вправе в обязательном порядке потребовать от любого бенефициарного собственника Облигаций, регулируемых Правилом 144A, являющегося гражданином США и не являющегося КИП и КП, продать свою долю в Облигациях, регулируемых Правилом 144A, или может продать такую долю от имени такого собственника.KMG Finance вправе отказаться от учета передачи доли в Облигациях, регулируемых Правилом 144A, гражданину США, не являющемуся КИП и КП.

(5)Он понимает, что приобретение и владение им Облигациями, регулируемыми Правилом 144A, представляет собой заверение и гарантию с его стороны о том, что на момент приобретения и на протяжении всего периода владения такими Облигациями или любыми долями в них (a) он не является «инвестором в рамках плана льгот, предоставляемых работодателем», как определено в статье 3(42) ERISA, и (b) он не продаст и не осуществит иную передачу какой-либо такой Облигации или доли в ней любому лицу, не получив предварительно такие же заверения и гарантии от этого лица.

(6)Он понимает, что на Облигации, регулируемые Правилом 144A (и любые отдельные Сертификаты Облигаций, выпущенные в их отношении), если иное не согласовано между KMG Financeи Доверительным управляющим в соответствии с применимым правом, будет нанесена надпись следующего содержания:

НАСТОЯЩАЯ ОБЛИГАЦИЯ [И ГАРАНИТИЯ В ОТНОШЕНИИ ОБЛИГАЦИИ] НЕ БЫЛА И НЕ БУДЕТ ЗАРЕГИСТРИРОВАНА СОГЛАСНО ЗАКОНУ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ США 1933 Г. (ДАЛЕЕ - **ЗАКОН О ЦЕННЫХ БУМАГАХ**) ИЛИ В КАКОМ-ЛИБО УПОЛНОМОЧЕННОМ ОРГАНЕ ПО ЦЕННЫМ БУМАГАМ КАКОГО-ЛИБО ШТАТА ИЛИ ИНОЙ ЮРИСДИКЦИИ СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ, И НЕ МОГУТ БЫТЬ ПРЕДЛОЖЕНЫ, ПРОДАНЫ, ЗАЛОЖЕНЫ ИЛИ ИНЫМ ОБРАЗОМ ПЕРЕДАНЫ, КРОМЕ КАК (1) В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 144A В РАМКАХ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ (ДАЛЕЕ - **ПРАВИЛО 144A**) КАКОМУ-ЛИБО ЛИЦУ, КОТОРОЕ, ПО ОБОСНОВАННОМУ МНЕНИЮ ДЕРЖАТЕЛЯ И ЛЮБОГО ЛИЦА, ДЕЙСТВУЮЩЕГО ОТ ИМЕНИ ДЕРЖАТЕЛЯ, ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ В ЗНАЧЕНИИ

ПРАВИЛА 144А СОГЛАСНО ЗАКОНУ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ (ДАЛЕЕ – **КИП**), И КОТОРОЕ ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ (ДАЛЕЕ – **КВАЛИФИЦИРОВАННЫЙ ПОКУПАТЕЛЬ**) В ЗНАЧЕНИИ РАЗДЕЛА 2(a)(51) ЗАКОНА США ОБ ИНВЕСТИЦИОННЫХ КОМПАНИЯХ 1940 ГОДА (ДАЛЕЕ - **ЗАКОН ОБ ИНВЕСТИЦИОННЫХ КОМПАНИЯХ**), ПОКУПАЮЩИМ ЦЕННЫЕ БУМАГИ ОТ СВОЕГО ЛИЦА ИЛИ ПО ПОРУЧЕНИЮ КИП, КОТОРЫЙ ТАКЖЕ ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ, КОТОРОГО ДЕРЖАТЕЛЬ ПРОИНФОРМИРОВАЛ В КАЖДОМ СЛУЧАЕ, ЧТО ТАКОЕ ПРЕДЛОЖЕНИЕ, ПРОДАЖА, ЗАЛОГ ИЛИ ИНАЯ ПЕРЕДАЧА ПРОИЗВОДИТСЯ НА ОСНОВАНИИ ПРАВИЛА 144А СОГЛАСНО ЗАКОНУ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, И В РАЗМЕРЕ ОСНОВНОЙ СУММЫ ОБЛИГАЦИЙ НА КАЖДОЕ ЛИЦО НЕ МЕНЕЕ 100 000 ДОЛЛАРОВ США ИЛИ(2) ЛИЦАМ, НЕ ЯВЛЯЮЩИМСЯ ГРАЖДАНАМИ США, В ЗАРУБЕЖНОЙ СДЕЛКЕ В СООТВЕТСТВИИ С ПРАВИЛОМ 903 ИЛИ ПРАВИЛОМ 904 ПОЛОЖЕНИЯ S, ПРИНЯТОГО В РАМКАХ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ (ДАЛЕЕ – **ПОЛОЖЕНИЕ S**), В КАЖДОМ СЛУЧАЕ В СООТВЕТСТВИИ С ЛЮБЫМИ ПРИМЕНИМЫМИ ЗАКОНАМИ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ ЛЮБОГО ШТАТА СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ. ДЕРЖАТЕЛЬ И КАЖДЫЙ ПОСЛЕДУЮЩИЙ ДЕРЖАТЕЛЬ ОБЯЗАН УВЕДОМИТЬ ЛЮБОГО ПРИОБРЕТАТЕЛЯ О ВЫШЕУКАЗАННЫХ ОГРАНИЧЕНИЯХ ПЕРЕПРОДАЖИ. ПЕРЕДАЧА В НАРУШЕНИЕ УКАЗАННЫХ ВЫШЕ ОГРАНИЧЕНИЙ НЕ БУДЕТ ИМЕТЬ СИЛЫ, БУДЕТ ИЗНАЧАЛЬНО НИЧТОЖНОЙ И НЕ БУДЕТ ЯВЛЯТЬСЯ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОЙ ПЕРЕДАЧЕЙ ПРИОБРЕТАТЕЛЮ КАКИХ-ЛИБО ПРАВ, НЕВЗИРАЯ НА ЛЮБЫЕ УКАЗАНИЯ ОБ ОБРАТНОМ, НАПРАВЛЕННЫЕ ЭМИТЕНТУ НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ, ДОВЕРИТЕЛЬНОМУ УПРАВЛЯЮЩЕМУ ИЛИ ЛЮБОМУ ПОСРЕДНИКУ.НИКАКИХ ЗАВЕРЕНИЙ О НАЛИЧИИ ИСКЛЮЧЕНИЯ, ПРЕДОСТАВЛЯЕМОГО В РАМКАХ ЗАКОНА О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, В ЦЕЛЯХ ПЕРЕПРОДАЖИ НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ, НЕ ДАЕТСЯ.

КАЖДЫЙ БЕНЕФИЦИАРНЫЙ СОБСТВЕННИК НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ ЗАЯВЛЯЕТ, ЧТО ОН (1) ЯВЛЯЕТСЯ КИП, КОТОРЫЙ ТАКЖЕ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОГО ПОКУПАТЕЛЯ; (2) НЕ ЯВЛЯЕТСЯ БРОКЕРОМ-ДИЛЕРОМ, КОТОРЫЙ ИМЕЕТ В СОБСТВЕННОСТИ И ИНВЕСТИРУЕТ ПО СОБСТВЕННОМУ УСМОТРЕНИЮ НЕ МЕНЕЕ 25 000 000 ДОЛЛАРОВ США В ЦЕННЫЕ БУМАГИ НЕАФФИЛИИРОВАННЫХ ЭМИТЕНТОВ; (3) НЕ ЯВЛЯЕТСЯ СТРУКТУРОЙ, РЕАЛИЗУЮЩЕЙ ПЛАН НАДЕЛЕНИЯ РАБОТНИКОВ ЦЕННЫМИ БУМАГАМИ ПО ИХ ВЫБОРУ, ПОДОБНЫЙ ПЛАНУ 401(K);(4) ОН ВЛАДЕЕТ НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИЕЙ ОТ СВОЕГО ИМЕНИ ИЛИ ОТ ИМЕНИ ОДНОГО ИЛИ НЕСКОЛЬКИХ КИП, КАЖДЫЙ ИЗ КОТОРЫХ ТАКЖЕ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОГО ПОКУПАТЕЛЯ; (5) НЕ СФОРМИРОВАН В ЦЕЛЯХ ИНВЕСТИРОВАНИЯ В ЭМИТЕНТА НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ; (6) ОН И КАЖДОЕ ЛИЦО, ОТ ИМЕНИ КОТОРОГО ОН ВЛАДЕЕТ ОБЛИГАЦИЯМИ, РЕГУЛИРУЕМЫМИ ПРАВИЛОМ 144А, БУДЕТ ВЛАДЕТЬ И ПЕРЕДАВАТЬ ОСНОВУЮ СУММУ ОБЛИГАЦИЙ, РЕГУЛИРУЕМЫХ ПРАВИЛОМ 144А, В РАЗМЕРЕ НЕ МЕНЕЕ 100 000 ДОЛЛАРОВ США; (7) ОН ПОНИМАЕТ, ЧТО ЭМИТЕНТ МОЖЕТ ПОЛУЧИТЬ ПЕРЕЧЕНЬ УЧАСТНИКОВ, ВЛАДЕЮЩИХ ПОЗИЦИЯМИ ПО ЕГО ЦЕННЫМ БУМАГАМ, ОТ ОДНОГО ИЛИ НЕСКОЛЬКИХ БЕЗДОКУМЕНТАРНЫХ ДЕПОЗИТАРИЕВ, И (8) ОН НАПРАВИТ УВЕДОМЛЕНИЕ О ВЫШЕУКАЗАННЫХ ОГРАНИЧЕНИЯХ ПО ПЕРЕДАЧЕ СВОИМ ПОСЛЕДУЮЩИМ ПРИОБРЕТАТЕЛЯМ. СОБСТВЕННИК-ВЫГОДОПРИОБРЕТАТЕЛЬ НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ НАСТОЯЩИМ ПОДТВЕРЖДАЕТ, ЧТО ЕСЛИ В КАКОЕ-ЛИБО ВРЕМЯ, ПОКА ЕМУ ПРИНАДЛЕЖИТ ДОЛЯ В НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ, ОН БУДЕТ ЛИЦОМ, НЕ ЯВЛЯЮЩИМСЯ КИП, ТАКЖЕ ПРЕДСТАВЛЯЮЩИМ СОБОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОГО ПОКУПАТЕЛЯ, ЭМИТЕНТ МОЖЕТ (A) ПОТРЕБОВАТЬ, ЧТОБЫ ОН ПРОДАЛ СВОЮ ДОЛЮ В НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ ЛИЦУ, (I) ЯВЛЯЮЩЕМУСЯ КИП, КОТОРЫЙ ТАКЖЕ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОГО ПОКУПАТЕЛЯ, И КОТОРЫЙ В ИНЫХ ОТНОШЕНИЯХ ЯВЛЯЕТСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ДЛЯ ПРИОБРЕТЕНИЯ НАСТОЯЩЕЙОБЛИГАЦИИ В РАМКАХ СДЕЛКИ, НЕ ТРЕБУЮЩЕЙ РЕГИСТРАЦИИ СОГЛАСНО ЗАКОНУ О ЦЕННЫХ БУМАГАХ, ИЛИ (II) НЕ ГРАЖДАНИНУ США, ПРИОБРЕТАЮЩЕМУ НАСТОЯЩУЮ ОБЛИГАЦИЮ В ЗАРУБЕЖНОЙ СДЕЛКЕ В СООТВЕТСТВИИ С ПОЛОЖЕНИЕМ S, ИЛИ (B) ПОТРЕБОВАТЬ, ЧТОБЫ СОБСТВЕННИК-ВЫГОДОПРИОБРЕТАТЕЛЬ ПРОДАЛ СВОЮ ДОЛЮ В НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ ЭМИТЕНТУ ИЛИ АФФИЛИИРОВАННОМУ ЛИЦУ ЭМИТЕНТА ИЛИ ПЕРЕДАЛ

СВОЮ ДОЛЮ В НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ ЛИЦУ, УКАЗАННОМУ ЭМИТЕНТОМ ИЛИ ПРИЕМЛЕМОМУ ДЛЯ ЭМИТЕНТА ПО ЦЕНЕ, РАВНОЙ НАИМЕНЬШЕЙ ИЗ СЛЕДУЮЩИХ (X) ПОКУПНОЙ ЦЕНЕ, ВЫПЛАЧЕННОЙ БЕНЕФИЦИАРНЫМ СОБСТВЕННИКОМ ЗА НЕЕ, (Y) 100 ПРОЦЕНТАМ РАЗМЕРА ЕЕ ОСНОВНОЙ СУММЫ, ИЛИ (Z) ЕЕ СПРАВЕДЛИВОЙ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ.ЭМИТЕНТ ВПРАВЕ ОТКАЗАТЬСЯ ОТ УЧЕТА ПЕРЕДАЧИ ДОЛИ В НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ ГРАЖДАНИНУ США, НЕ ЯВЛЯЮЩЕМУСЯ КИП И КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ. ЭМИТЕНТ НЕ БЫЛ И НЕ БУДЕТ ЗАРЕГИСТРИРОВАН В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОМ ОБ ИНВЕСТИЦИОННЫХ КОМПАНИЯХ.

КАЖДЫЙ БЕНЕФИЦИАРНЫЙ СОБСТВЕННИК НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ ИЛИ ЛЮБОГО УЧАСТИЯ В НЕЙ ЗАЯВЛЯЕТ И ГАРАНТИРУЕТ, ЧТО ПОКА ЕМУ ПРИНАДЛЕЖИТ НАСТОЯЩАЯ ОБЛИГАЦИЯ ИЛИ КАКАЯ-ЛИБО ДОЛЯ В НЕЙ, НА МОМЕНТ ТАКОГО ПРИОБРЕТЕНИЯ И НА ПРОТЯЖЕНИИ ВСЕГО ПЕРИОДА ВЛАДЕНИЯ ТАКОЙ ОБЛИГАЦИЕЙ (I) ОН НЕ ЯВЛЯЕТСЯ, И НЕ БУДЕТ ЯВЛЯТЬСЯ «**ИНВЕСТОРОМ В РАМКАХ ПЛАНА ЛЬГОТ, ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫХ РАБОТОДАТЕЛЕМ**» (КАК ОПРЕДЕЛЕНО В РАЗДЕЛЕ 3(42) ЗАКОНА США О ПЕНСИОННОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ 1974 Г., С ИЗМЕНЕНИЯМИ И ДОПОЛНЕНИЯМИ (ДАЛЕЕ -**ERISA**)) И (2) ОН НЕ ПРОДАСТ И НЕ ОСУЩЕСТВИТ ИНУЮ ПЕРЕДАЧУ КАКОЙ-ЛИБО ТАКОЙ ОБЛИГАЦИИ ИЛИ КАКОЙ-ЛИБО ДОЛИ В НЕЙ ЛЮБОМУ ЛИЦУ, НЕ ПОЛУЧИВ ПРЕДВАРИТЕЛЬНО АНАЛОГИЧНЫЕ ЗАВЕРЕНИЯ И ГАРАНТИИ ОТ ЭТОГО ЛИЦА.

ЭМИТЕНТ МОЖЕТ В ОБЯЗАТЕЛЬНОМ ПОРЯДКЕ ПОТРЕБОВАТЬ ОТ КАЖДОГО БЕНЕФИЦИАРНОГО ДЕРЖАТЕЛЯ НАСТОЯЩЕЙ ОБЛИГАЦИИ ПЕРИОДИЧЕСКИ ПОДТВЕРЖДАТЬ, ЧТО ТАКОЙ ДЕРЖАТЕЛЬ ЯВЛЯЕТСЯ КИП И КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ПОКУПАТЕЛЕМ.

(7) Он подтверждает, что КМГ Finance, Компания, Регистратор, Дилеры и их аффилиированные лица, и другие лица будут полагаться на достоверность и точность вышеприведенных подтверждений, заверений и согласий, и соглашается, что если какие-либо из подтверждений, заверений или согласий, которые считаются сделанными им при приобретении Облигаций, регулируемых Правилом 144А, перестанет соответствовать действительности, он незамедлительно известит об этом КМГ Finance,Компаниюи Дилеров.Если он приобретает какие-либо Облигации в качестве фидуциария или агента одного или нескольких лиц-инвесторов, являющихся КИП, которые также представляют собой КП, он заверяет, что он имеет исключительное право инвестирования по своему усмотрению в отношении каждого такого лица, и что он обладает всеми полномочиями для дачи вышеприведенных подтверждений, заверений и согласий от имени каждого такого лица.

(8) Он понимает, что Облигации, регулируемые Правилом 144А, будут подтверждаться Глобальной облигацией согласно Правилу 144А. Прежде чем какую-либо долю участия в Глобальной облигации, регулируемой Правилом 144А, можно будет предложить, продать, заложить или иным образом передать лицу, принимающему ее в форме доли участия в Глобальной облигации, регулируемой Правилом 144А, он будет обязан предоставить Агенту по передаче письменное свидетельство (по форме, предусмотренной в Агентском соглашении) о соблюдении применимых законов о ценных бумагах.

(9) Потенциальные покупатели настоящим уведомляются о том, что продавцы Облигаций могут полагаться на освобождение от положений статьи 5 Закона о ценных бумагах, предоставленное Правилом 144А.

Облигации, регулируемые Положением S

Каждый покупатель Облигаций, регулируемых Положением S, за пределами Соединенных

Штатов Америки и каждый последующий покупатель Облигаций, регулируемых Положением S, при перепродаже на протяжении всего периода, пока ему принадлежит такая Облигация, принимая вручение настоящего Базового проспекта и Облигаций, регулируемых Положением S, будет считаться сделавшим следующие заверения, согласия и подтверждения:

(1) Он является или будет на момент приобретения Облигаций, регулируемых Положением S, бенефициарным собственником таких Облигаций, регулируемых Положением S, и (a) он не является гражданином США и находится за пределами Соединенных Штатов Америки (в значении Положения S) и (b) он не является аффилиированным лицом Эмитента или лицом, действующим от имени такого аффилиированного лица.

(2) Он понимает, что Облигации, регулируемые Положением S, не были и не будут зарегистрированы согласно Закону о ценных бумагах и не могут быть предложены, проданы, заложены или иным образом переданы, кроме как (a) в соответствии с Правилом 144A лицу, которое он и любое лицо, действующее от его имени, обоснованно считают КИП, которое также представляет собой КП, приобретающему такие Облигации от своегособственного имени или от имени одного или нескольких КИП, каждый из которых также представляет собой КП, где каждое такое лицо приобретает Облигации, регулируемые Правилом 144A, на основную сумму не менее 100 000 долларов США или (b) не гражданину США в зарубежной сделке в соответствии с Правилом 903 или Правилом 904 Положения S, в каждом случае в соответствии с любыми применимыми законами любого штата Соединенных Штатов Америки о ценных бумагах

(3) Он понимает, что Облигации, регулируемые Положением S, будут подтверждаться Глобальной облигацией, регулируемой Положением S. Прежде чем какую-либо долю участия в Глобальной облигации, регулируемой Положением S, можно будет предложить, продать, заложить или иным образом передать лицу, принимающему вручение в форме доли участия в Глобальной облигации, регулируемой Правилом 144A, он будет обязан предоставить Агенту по передаче письменное свидетельство (по форме, предусмотренной в Агентском соглашении) о соблюдении применимых законов о ценных бумагах.

(4) Он подтверждает, что Компания, КМГ Finance, Регистратор, Дилеры и их аффилиированные лица, и другие лица будут полагаться на достоверность и точность вышеприведенных подтверждений, заверений и согласий, и соглашается, что если какие-либо из подтверждений, заверений или согласий, которые считаются сделанными им при приобретении Облигаций, перестанет соответствовать действительности, он незамедлительно известит об этом Компанию, КМГ Finance и Дилеров. Если он приобретает какие-либо Облигации в качестве фидуциария или агента одного или нескольких лиц-инвесторов, он заверяет, что он имеет исключительное право инвестирования по своему усмотрению в отношении каждого из этих лиц, и что он обладает всеми полномочиями для дачи вышеприведенных подтверждений, заверений и согласий от имени каждого из этих лиц.

(5) Он понимает, что приобретение и владение им Облигациями, регулируемыми Положением S, представляет собой заверение и гарантию с его стороны о том, что на момент приобретения и на протяжении всего периода владения такими Облигациями или любыми долями в них (a) он не является и не будет «инвестором в рамках плана льгот, предоставляемых работодателем», как определено в разделе 3(42) ERISA, и (b) он не продаст и не осуществит иную передачу какой-либо такой Облигации или доли в ней любому лицу, не получив предварительно такие же заверения и гарантии от этого лица.

ПОДПИСКА И ПРОДАЖА

Облигации могут периодически продаваться КМГ Financeв пользу одной или нескольких из следующих компаний: «Credit Suisse Securities (Europe) Limited»,«The Royal Bank of Scotland plc», UBS Limited , АО Дочерняя организация Народного банка Казахстана «Halyk Bank», JSC Visor Capital и любым другим Дилерам или казахстанским дилерам (в зависимости от обстоятельств) назначенным по условиям Дилерского соглашения (как определено ниже). Договоренности, согласно которым Облигации могут периодически согласовываться к продаже КМГ FinanceДилерам и покупке Дилерами, изложены в дилерском соглашении от 1 ноября 2010 с дальнейшими дополнениями, изменениями или в новой редакции (далее - **Дилерское соглашение**), заключенном между Компанией, КМГ Finance, Соорганизаторами и Дилерами. В любом таком соглашении будет содержаться, среди прочего, положение о форме и условиях соответствующих Облигаций, цене, по которой такие Облигации будут приобретаться Дилерами, а также о комиссионных или других согласованных отчислениях (при наличии таковых), подлежащих оплате или допустимых Компанией и КМГ Finance в отношении такого приобретения. Дилерским соглашением предусмотрена отставка или прекращение назначения существующих Дилеров и назначение дополнительных или других Дилеров, в целом в отношении Программы или в отношении определенного Транша Облигаций.

Кроме того, каждый Дилер и их соответствующие аффилиированные лица могли и могут в будущем выполнять различные финансовые консультационные, инвестиционные банковские и коммерческие банковские услуги, и могут организовать непубличное рыночное финансирование для, и заключать сделки с производными ценными бумагами с Компанией, КМГ Finance и (или) любыми из их дочерних организаций и аффилиированных лиц.

Соединенные Штаты Америки

Облигации не были и не будут зарегистрированы согласно Закону о ценных бумагах и не могут быть предложены или проданы на территории Соединенных Штатов Америки или гражданам США или от имени или в пользу граждан США, кроме как в рамках определенных сделок, не требующих регистрации по Закону о ценных бумагах. Термины, используемые в настоящем пункте, имеют значения, присвоенные им в Положении S согласно Закону о ценных бумагах.

Каждый Дилер согласился, и каждый последующий Дилер, назначенный по Программе, будет обязан согласиться, что он не будет предлагать, продавать или передавать какие-либо Облигации (a) в качестве части их распределения в любое время или (b) иным образом до истечения 40 дней после завершения распределения Облигаций, представляющего собой соответствующий Транш, как удостоверено Основному платежному агенту или Эмитенту таким Дилером (или, в случае продажи Транша Облигаций нескольким Дилерам или через нескольких Дилеров, каждому из таких Дилеров в отношении Облигаций такого Транша, приобретаемых им или через него, и в этом случае Основной платежный агент или Эмитент уведомляет каждого такого Дилера, когда все такие Дилеры предоставят такое удостоверение) на территории Соединенных Штатов Америки или гражданам США или от имени, или в пользу граждан США, и такой Дилер перешлет каждому Дилеру, которому он продает Облигации (кроме продажи согласно Правилу 144A) в течение периода выполнения требований распределения, касающегося таковых, подтверждение или иное уведомление, в котором устанавливаются ограничения предложений и продаж Облигаций на территории Соединенных Штатов Америки или гражданам США или от имени, или в пользу граждан США. Термины, используемые в настоящем абзаце, имеют значения, присвоенные им в Положении S согласно Закону о ценных бумагах. Дилерское соглашение предусматривает, что Дилеры могут только прямо или через своих соответствующих брокеров-дилеров, являющихся их аффилиированными лицами в США, организовывать предложение и перепродажу Облигаций на территории Соединенных Штатов Америки только в пользу КИП, которые представляют собой КП, на основании Правила 144 A.

Кроме того, до истечения 40 дней после начала предложения Облигаций, представляющих любой Транш, любое предложение или продажа Облигаций на территории Соединенных Штатов Америки

любым Дилером (будь то участвующим в предложении или нет) может являться нарушением требования о регистрации в рамках Закона о ценных бумагах, если такое предложение или продажа производится не в соответствии с Правилом 144A.

Великобритания

Каждый Дилер предоставил следующие заверения и согласился:

(1) в отношении любых Облигаций со сроком погашения меньше года, что (i) он является лицом, обычная деятельность которого включает приобретение, владение, управление и распоряжение инвестициями (в качестве принципала или агента) для целей его бизнеса и (ii) он не предлагал, не продавал, не предложит, и не продаст Облигации кому-либо кроме лиц, обычная деятельность которых включает приобретение, владение, управление и распоряжение инвестициями (в качестве принципала или агента) для целей их бизнеса, или которые, по его обоснованному ожиданию, приобретут, будут владеть, управлять или распоряжаться инвестициями (в качестве принципала или агента) для целей их бизнеса, в случаях, когда выпуск Облигаций в ином случае явился бы нарушением статьи 19 FSMA Эмитентом;

(2) он только передал или обеспечил передачу, и передаст или обеспечит передачу приглашения или побуждения к участию в инвестиционной деятельности (в значении статьи 21 FSMA), полученного им в связи с выпуском или продажей Облигаций в обстоятельствах, когда статья 21(1) FSMA не применима к Эмитенту; и

(3) он выполнил и выполнит все применимые положения FSMA, касающиеся любых действий в отношении Облигаций в Великобритании, из Великобритании или связанных с Великобританией иным образом.

Республика Казахстан

Каждый Дилер обязался, что он не будет прямо или косвенно предлагать к подписке или покупке, или приглашать к подписке на Облигации, покупать, или продавать Облигации, или распространять какой-либо проект или окончательный документ в отношении любого такого предложения, приглашения или продажи в Казахстане, кроме как в соответствии с законодательством Казахстана.

Нидерланды

Облигации с нулевым купоном на предъявителя и другие Облигации, квалифицируемые как сберегательные сертификаты согласно определению, содержащемуся в Законе Нидерландов о сберегательных сертификатах (Wet inzake spaarbewijzen), могут передаваться и приниматься только при посредничестве либо КМГ Finance, либо члена EuronextAmsterdam с соблюдением положений Закона Нидерландов о сберегательных сертификатах и положениями о его приведении в исполнение (включая регистрационные требования), при условии, чтотакое посредничество не требуется в отношении (i) первоначального выпуска таких Облигаций первым их держателям, (ii) любой передачи и приемки физическими лицами, действующими не при исполнении профессиональной или коммерческой деятельности, и (iii) выпуска Облигаций и торговли ими, если такие Облигации физически выпущены за пределами Нидерландов и не распространяются в Нидерландах в ходе первичных торгов или немедленно после них.

Европейское экономическое пространство

В отношении каждого государства-участника Европейского экономического пространства, реализующего Директиву о проспектах эмиссии (каждое именуется «**Соответствующее государство-участник**»), каждый Дилер предоставил заверение и обязательство, и каждый последующий Дилер, назначенный в рамках Программы, будет обязан предоставить заверение и обязательство, что, начиная

(включительно) со дня реализации Директивы о проспектах эмиссии в этом Соответствующем государстве-участнике (далее - **Соответствующая дата реализации**) он не делал и не будет делать открытое предложение Облигаций, являющихся предметом предложения, предусмотренного настоящим Базовым проспектом и выполняемого согласно соответствующим Окончательным условиям в Соответствующем государстве-участнике, кроме как:

(1) юридическим лицам, которые уполномочены функционировать, и регулируются для работы на финансовых рынках или, если они не уполномочены и не регулируются таким образом, целью которых является исключительно инвестирование в ценные бумаги;

(2) любому юридическому лицу, удовлетворяющему двум или более из следующих критериев (1) средняя численность работников – не менее 250 работников в течение последнего финансового года; (2) общий баланс на сумму свыше 43 000 000 евро; и (3) годовой чистый оборот свыше 50 000 000 евро, согласно его последней годовой или консолидированной отчетности;

(3) менее чем 100 физическим или юридическим лицам (кроме квалифицированных инвесторов, как определено в Директиве о проспектах эмиссии) при условии предварительного получения согласия соответствующего Дилера или Дилеров, назначенных КМГ Financeпо любому такому предложению; или

(4) при любых других обстоятельствах, подпадающих под действие статьи 3(2) Директивы о проспектах эмиссии,

при условии, что никакое такое предложение Облигаций не потребует от KMG Financeили любого Дилера публикации проспекта согласно статье 3 Директивы о проспектах эмиссии или дополнить проспект согласно статье 16 Директивы о проспектах эмиссии.

Общие положения

В настоящие ограничения по продаже могут вноситься изменения соглашением между Компанией, KMG Finance и Дилерами в связи с внесением изменений в соответствующий закон, положение или директиву. Любое такое изменение будет изложено в Окончательных условиях, издаваемых в отношении выпуска Облигаций, которых оно касается, или в дополнении к настоящему Базовому проспекту.

Ни в какой юрисдикции не было принято мер, которые разрешили бы публичное предложение каких-либо Облигаций, или владение или распространение Базового проспекта или любых других материалов о предложении или любого комплекта Окончательных условий, в любой стране или юрисдикции, где для этих целей требуются такие меры.

Каждый Дилер обязался, что он будет соблюдать (насколько он будет осведомлен) все соответствующие законы, положения и директивы в каждой юрисдикции, в которой он покупает, предлагает, продает или вручает Облигации, или владеет, или распространяет Базовый проспект и любые другие материалы о предложении, или любой комплект Окончательных условий, и ниКомпания, ни КМГ Finance, ни любой другой Дилер не несет ответственности за это.

ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

1. Допуск Облигаций в Официальный список будет выражаться в виде соотношения от их номинальной стоимости (за вычетом начисленного вознаграждения). Ожидается, что каждый Транш Облигаций, допускаемых в Официальный список и к торгам на Регулируемом рынке, будут допускаться отдельно по мере выпуска, лишь при условии выпуска Глобальной облигации, представляющей Облигации данного Транша. Включение в список Программы в отношении Облигаций, которые будут выпущены рамках Программы в течение 12-месячного периода с даты выпуска настоящего Базового проспекта, ожидается 1 ноября 2010 г.

Однако Облигации могут выпускаться согласно Программе, которая не будет включена в список на Лондонской фондовой бирже или любой другой фондовой бирже за пределами Казахстана или которая будет включена в список на той фондовой бирже, какую могут согласовать КМГ Finance (вместе с Компанией, если это возможно) и соответствующий(-ие) Дилер(ы). Кроме того, если иное не согласовано с соответствующими Дилерами и не предусмотрено Окончательными Условиями, Компания может использовать разумные средства для включения всех Облигаций, выпущенных Компанией в рамках Программы, в категорию «имеющих рейтинг долговых ценных бумаг» официального списка KASE, начиная с (и включая) Дату Выпуска. Компания также может использовать разумные средства для включения Облигаций, выпущенных КМГ Finance, в список KASE. Никакие Облигации, выпущенные Компанией, не могут быть выпущены или размещены без предварительного согласования с FMSAConsent.

2. Учреждение Программы было одобрено должным образом, принятым решением совета директоров КМГ Finance25 марта 2008 г. и должным образом, принятым решением Совета директоров Компании 4 марта 2008 г. Увеличение размера Программы было одобрено должным образом, принятым решением совета директоров Эмитента24 июня 2009 г. и должным образом принятым решением Совета директоров Компании23 июня 2009 г. Дальнейшее увеличение размеров Программы было одобрено решением Совета директоров КМГ Finance принятым надлежащим образом 18 февраля 2010 года и решением Совета директоров Компании, принятым надлежащим образом 14 апреля 2010 года. Компания и КМГ Finance получили или будут периодически получать все необходимые согласования, утверждения и разрешения в связи с выпуском и исполнением Облигаций и предоставлением гарантий в их отношении.

3. Облигации были приняты к клирингу через системы Euroclear и Clearstream, (Люксембург) и/или DTC. Соответствующий общий код и код ISIN (международный идентификационный код ценной бумаги), и (или) (если применимо) номер CUSIP (Комитет по присвоению ценным бумагам стандартных номеров и кодов) в отношении Облигаций каждой Серии, будет указан в Окончательных условиях в отношении таковой. В соответствующих Окончательных условиях указывается любая другая клиринговая система, принимающая соответствующие Облигации для клиринга, вместе с любой дополнительной надлежащей информацией.

4. Цена выпуска и сумма соответствующих Облигаций будет определяться, исходя из сложившихся рыночных условий. Ни Компания, ни КМГ Finance не намерены предоставлять какую-либо информацию после выпуска в отношении каких-либо выпусков Облигаций.

5. НиКомпания, ни КМГ Financene участвуют, ни в каких государственных, судебных или арбитражных производствах (включая любые такие производства, которые находятся в стадии рассмотрения или угроза возникновения которых существует), которые могут оказать или на протяжении 12 месяцев, предшествовавших дате настоящего Базового проспекта, оказывали значительное влияние на финансовое положение или рентабельностьКомпании и ее консолидированных дочерних предприятий, совместных предприятий, компаньонов вцелом или КМГFinance.

6. После 31 декабря 2009 года не происходило существенного негативного изменения в перспективах Компании и ее консолидированных дочерних организаций, совместных предприятий или

ассоциированных организаций в целом, и после 30 июня 2010 года не происходило никакого значительного изменения в финансовом или коммерческом положении Гаранта, его консолидированных дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных организаций, взятых в целом. Не происходило существенного негативного изменения в перспективах КМГ Finance после 31 декабря 2009, как не происходило никакого значительного изменения в финансовом или коммерческом положении КМГ Finance после 31 декабря 2009 года.

7. Независимые аудиторы Компании – ТОО «Эрнст энд Янг», действующие в качестве аудиторов в соответствии с лицензией № 0000003 от 15 июля 2005 г., выданной Министерством финансов Республики Казахстан, и являющиеся членами Палаты аудиторов Казахстана, профессионального органа, осуществляющего надзор над аудиторскими фирмами в Казахстане. Финансовая отчетность Компании подготовлена в соответствии с МСФО. Не прошедшая аудиторскую проверку отчетность Компании за первые шесть месяцев 2010 года была просмотрена и прошедшая аудиторскую проверку отчетность за каждый финансовый год, заканчивающиеся 31 декабря 2009 г. и 31 декабря 2008 г., прошла аудиторскую проверку ТОО «Эрнст энд Янг», которое издало отчет об этом без оговорок. Адрес ТОО «Эрнст энд Янг»: Казахстан, Алматы 050060, пр-т Аль-Фараби 77/7, «Есентай Тауэр».

8. До тех пор, пока действует Программа или любые Облигации находятся в обращении, с копиями и, при необходимости, переводами на английский язык следующих документов можно ознакомиться в течение нормального рабочего времени в указанном офисе Платежного агента, а именно:

- учредительные документы Компании и КМГ Finance;
- счета Компании за 6 месяцев, заканчивающиеся 30 июня 2010 года, включая отчеты аудиторов по этим счетам;
- годовой отчет и отчетность Компании за 2009 и 2008 финансовые годы по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 гг., включая, в каждом случае, аудиторский отчет по такой отчетности;
- наиболее последний общедоступный годовой отчет и отчетность Компании, подготовленные в соответствии с МСФО (публикуемые на ежегодной основе);
- Агентское соглашение;
- Трастовый договор (содержащий формы Облигаций в глобальной и документарной форме);
- Процедурный меморандум;
- Дилерское соглашение;
- любые Окончательные условия, касающиеся Облигаций, зарегистрированных на любой фондовой бирже; и
- копия настоящего Базового проспекта вместе с любыми дополнениями к настоящему Базовому проспекту, или последующий базовый проспекти любые документы, включенные в них посредством ссылки.

ПРИЛОЖЕНИЕ I – ГЛОССАРИЙ ЧАСТО ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ОПРЕДЕЛЯЕМЫХ ТЕРМИНОВ

«**Финансовая отчетность за 2009 год**» означает консолидированную финансовую отчетность Компании за 2009 календарный год по состоянию на 31 декабря 2009 года;

«**запасы категорий A+B+C1**» означает запасы сырой нефти и газа, классифицированные по казахстанской методологии как запасы категории A, B и C1. См. раздел «***Нефтегазовая промышленность Казахстана – Классификация запасов***».

«**Агентское соглашение**» означает агентское соглашение между РД КМГ и КМГ ПМ в отношении продажи сырой нефти РД КМГ (ежегодно перезаключаемое на новый срок согласно казахстанскому законодательству о государственных закупках);

«**АГП**» означает ТОО «Азиатский газопровод»;

«**Антимонопольное агентство**» означает Агентство Республики Казахстан по регулированию естественных монополий;

«**Азиатский газопровод**» означает газопровод Узбекистан-Китай, проходящий через территорию Казахстана, по которому газ поступает из других среднеазиатских республик в крупные населенные пункты Южного Казахстана и в Китай;

«**Уполномоченный орган в сфере нефти и газа**» означает Государственный уполномоченный орган в сфере нефти и газа, действующий согласно указаниям Президента Республики Казахстан и правительства (в настоящее время МНГ)

«**Атырауский НПЗ**» означает нефтеперерабатывающий завод в г. Атырау в Западном Казахстане, эксплуатируемый ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»;

«**Трубопровод САЦ**» означает трубопроводную систему Средняя Азия – Центр, подсистему Центрально-азиатской системы;

«**CCEL**» означает компанию «СИТИК Канада Энерджи Лимитед» (CITIC Canada Energy Limited);

«**СНГ**» означает Содружество Независимых Государств;

«**CNODC**» означает компанию «Чайна Нэшнл Ойл энд Газ Эксплорейшн энд Девелопмент Корпорейшн» (China National Oiland Gas Exploration and Development Corporation);

«**CNPC**» означает компанию «Чайна Нэшнл Петролеум Корпорейшн» (China National Petroleum Corporation);

«**CNPCE&D**» означает компанию «CNPC Экплорейшн энд ДевелопментКорпорейшн Лтд.» (CPNC Exploration and Development CompanyLtd);

«**Компания**» означает, в зависимости от контекста, самого Гаранта или Гаранта совместно с его дочерними организациями и совместными предприятиями, или Гаранта совместно с его дочерними организациями, совместными предприятиями и ассоциированными организациями;

«**Договор концессии**» означает соглашение между ИЦА и Правительством в отношении эксплуатации внутренних и международных сетей транспортировки газа в Казахстане от 14 июня 1997 года с изменениями и дополнениями;

«**Запасы категорий A+B+C1 Компании**» означает совместно Запасы категорий A+B+C1 сырой нефти и газа Компании и ее дочерних организаций, и пропорциональную долю Компании и дочерних организаций Компании в Запасах категорий A+B+C1 сырой нефти и газа их соответствующих совместных предприятий, за исключением CCEL. См. раздел «***Предоставление финансовой информации, информации по запасам и иной информации – Предоставление определенной информации, связанной с дочерними организациями, совместными предприятиями и ассоциированными организациями***».

«**Объем добычи Компании**» означает совместно объем добычи сырой нефти и газа Компании и ее дочерних организаций и пропорциональную долю Компании и ее дочерних организаций в объеме добытой сырой нефти и газа их соответствующих совместных предприятий, за исключением CCEL;

«**Компетентный Орган**» означает центральный государственный исполнительный орган уполномоченный Правительством действовать от имени Государства с целью осуществления прав, относящихся к оформлению и исполнению контрактов по эксплуатации недр, кроме контрактов по разведке и добыче повсеместно залегающих минералов – исторически ими занималось МЭМР, но, начиная с 12 марта 2010 года, для нефти и газа – МНГ, и Министерство Промышленности и Новых Технологий («МПНТ») для твердых минералов; следуя реорганизации МЭМР в МНГ и МПНТ.

«**КТК**» означает Каспийский трубопроводный консорциум;

«**Трубопровод КТК**» означает трубопровод, принадлежащий и эксплуатируемый КТК;

«**Протокол КТК**» означает протокол о реструктуризации, подписанный в апреле 1996 года между членами КТК и группой из восьми нефтяных компаний;

«**ЭМГ**» означает «ЭмбаМунайГаз» – добывающее подразделение РД КМГ;

«**Месторождения ЭМГ**» означает месторождения, эксплуатируемые ЭМГ – добывающим подразделением РД КМГ;

«**евро**» или «**€**» означает валюту государств-участников третьего этапа Экономического и валютного союза Договора об учреждении Европейского сообщества;

«**Закон о фондовых биржах**» означает Закон Соединенных Штатов Америки о фондовых биржах 1934 года, с изменениями и дополнениями;;

«**GCA**» означает «Гаффни, Клайн энд Эссошиейтс» (Gaffney, Cline&AssociatesLtd), международную консалтинговую фирму в области нефти и газа;

«**Отчет GCA**» означает отчет о запасах от 21 января 2010 года, подготовленный GCA;

«**Государство**» или «**Правительство**» означает государство или правительство Казахстана;

«**Преимущественные права Государства**» означает преимущественное право Государства на приобретение прав недропользования при передаче прав недропользования, акций или долей участия в юридическом лице, прямо или косвенно контролирующем другое юридическое лицо, обладающее правами недропользования, если основная деятельность контролирующего лица связана с недропользованием в Казахстане;

«**Гарант**» означает Акционерное общество «Национальная Компания «КазМунайГаз»;

«**ИЦА**» означает АО «Интергаз Центральная Азия»;

«**МСФО**» означает Международные стандарты финансовой отчетности, принятые Международным

советом по стандартам бухгалтерского учета;

«**Эмитент**»означает КМГ Finance или, как указано в Окончательных условиях», АО «Национальная Компания «КазМунайГаз;

«**МВФ**» означает Международный валютный фонд;

«**Закон об АО**» означает Закон Республики Казахстан «Об акционерных обществах» от 13 мая 2003 года, с периодически вносимыми изменениями и дополнениями;

«**Казахойл**» означает ЗАО «Национальная нефтегазовая компания «Казахойл»;

«**КазахойлАктобе**» означает ТОО «КазахойлАктобе»;

«**Казахстан**» означает Республику Казахстан;

«**Казахстанская методика**» означает метод, посредством которого Компания оценивает свои запасы сырой нефти и природного газа. См. раздел «***Нефтегазовая промышленность Казахстана – Классификация запасов***»;.

«**Kazakhstan Pipelines Ventures**» или «**KPV**» означает компанию ТОО «Казахстан Пайплайнс Венчерс» (KazakhstanPipelinesVenturesLLC);

«**Казгермунай**» означает ТОО «СП «Казгермунай»;

«**КазМунайТениз**» означает АО «Морская нефтяная компания «КазМунайТениз»;

«**КазРосГаз**» означает ТОО «СП «КазРосГаз»;

«**Трубопровод КК**» означает строящуюся трубопроводную сеть, которая будет соединять Западный Казахстан с границей Китая;

«**ТКК**» означает ТОО «СП «Трубопровод Казахстан-Китай»;

«**КМГ**» означает Акционерное общество «Национальная компания «КазМунайГаз»;

«**РД КМГ**» означает АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз»;

«**Промежуточная кредитная линия КМГ Кашаган**» означает соглашение о займе на сумму 1 050,0 миллиона долларов США между «KMG Kashagan B.V.», «BNP Paribas», «Citibank N.A.» и «Societe Generale» от 28 сентября 2007 года;

«**КМГ ПМ** » означает АО «КазМунайГаз Переработка и Маркетинг»;

«**KNOC**» означает компанию «КореанНэшнл Ойл Консорциум» (KoreanNationalOilConsortium);

«**КТГ**» означает АО «КазТрансГаз»;

«**КТО**» означает АО «КазТрансОйл»;

«**KZT**» или «**тенге**» означает официальную валюту Казахстана;

«**LIBOR**» означает ставку продавца на лондонском межбанковском рынке депозитов;

«**СГ**» означает сжиженный газ;

«**МООС**» означает Министерство охраны окружающей среды Республики Казахстан;

«**МЭМР**» означает Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан;

«**МПНТ**» означает Министерство Промышленности и Новых Технологий Казахстана, которое в настоящий момент является правопреемником контролирующих полномочий МЭМР, и, соответственно, полномочным органом в сеткоре разработки недр;

«**ММГ**» означает АО «МангистауМунайГаз»;

«**МНГ**» означает Министерство Нефти и Газа Казахстана, центральный Государственный исполнительный орган, деятельность которого основывается на его Регламенте, утвержденном Резолюцией Правительства (№ 254, 20 мая 2010 года), которое в настоящий момент является Компетентным органом по вопросам нефти и газа, а такжеуполномоченным органом в сфере нефти и газа;

«**МунайТас**» означает АО «СП «Северо-западная трубопроводная компания «МунайТас»;

«**НБК**» означает Национальный банк Казахстана;

«**СРП СК**» означает Соглашение о разделе продукции по Северному Каспию от 18 ноября 1997 года и соглашение о совместной деятельности от 29 марта 2005 года, заключенное между консорциумом в составе «AGIP Caspian Sea B.V.», «Exxon Mobil Kazakhstan Inc.», «Inpex North Caspian Sea Ltd», «Phillips Petroleum Kazakhstan Ltd», «Shell Kazakhstan Development B.V.» и «Total EP Kazakhstan»;

«**КСКП**» означает Консорциум Северокаспийского проекта;

«**Новый закон о недрах**» означает Закон Республики Казахстан № 291-IV о Недрах и Эксплуатации Недр, принятый 24 июня 2010 года и в настоящий момент являющийся юридической основой регулирования прав на эксплуатацию недр в Казахстане;

«**Северокаспийский проект**» означает проект КСКП по разработке Северного сектора Каспийского моря, включающего месторождение Кашаган;

«**Облигации**» означает облигации КМГ Finance, безусловно выпущенные в рамках Программы под безотзывную гарантию Гаранта;

«**Статагентство**» означает Национальное агентство Казахстана по статистике;

«**Закон о недрах**» означает Закон Республики Казахстан № 2828 «О недрах и недропользовании», с изменениями и дополнениями, принятый 27 января 1996 года и выступающий в качестве действующей правовой базы по регулированию прав недропользования в Казахстане;

«**ОПЕК**» означает Организацию стран-экспортеров нефти;

«**Парламент**» означает Парламент Казахстана;

«**Павлодарский НПЗ**» означает нефтеперерабатывающий завод в г. Павлодар (Казахстан);

«**Закон о нефти**» означает Закон Республики Казахстан «О нефти» от 28 июня 1995 года № 2350 с изменениями и дополнениями;

«**Нефтеперерабатывающий завод Петромидиа**» означает нефтеперерабатывающий завод в г. Наводари, (Румыния), эксплуатируемый компанией «RompetrolRafinare» (RompetrolRafinare);

«**PKI**» означает компанию «ПетроКазахстан Инк.» (PetroKazakhstanInc.);

«**ПККР**» означает АО «ПетроКазахстан Кумколь Рисорсиз»;

«**ПКОП**» означает ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс»;

«**Platts**» означает компанию «Платтс» (Platts), подразделение компании «ЗеМакГро Хилл Компаниз, Инк.» (TheMcGrawHillCompanies, Inc.);

«**Стандарты PRMS**» означает международно-признанные стандарты оценки запасов по Системе управления нефтяными ресурсами, спонсируемые Обществом инженеров-нефтяников, Американской ассоциацией геологов-нефтяников, Всемирным советом нефтяной промышленности и Обществом инженеров по оценке запасов нефти и газа;

«**Программа**» означает программу выпуска глобальных среднесрочных облигаций на сумму 7 500 000 000 (7 млрд. 500 млн.) долларов США, согласно которой КМГ Finance и КМГ вправе периодически выпускать Облигации, подпадающие, в случае выпуска КМГ Finance, под безусловную и безотзывную гарантию КМГ, на общую сумму (в целом) до 7,500,000,000 долларов США;

«**Соглашение о взаимоотношениях**» означает соглашение, заключенное между Компанией и РД КМГ, от 8 сентября 2006 года;

«**Ромпетрол**» означает компанию «Зе Ромпетрол Груп Эн. Ви.» (The Rompetrol Group N.V.);

«**Самрук-Казына**» означает АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына»;

«**SEC**» означает Комиссию Соединенных Штатов Америки по ценным бумагам и биржам;

«**Закон о ценных бумагах**» означает Закон Соединенных Штатов Америки о ценных бумагах от 1933 года, с изменениями и дополнениями;

«**Сервисное соглашение**» означает соглашение, ежегодно заключаемое между Компанией и РД КМГ;

«**Шымкентский НПЗ**» означает нефтеперерабатывающий завод в г. Шымкенте (Казахстан), эксплуатируемый ПКОП;

«**Южная трубопроводная сеть**» означает трубопроводную сеть, проходящую по южному региону Казахстана от узбекско-казахстанской границы до г. Алматы в Казахстане;

«**Закон о государственных закупках**» означает Закон Республики Казахстан «О государственных закупках» № 303 III ЗРК от 21 июля 2007 года), принятый 1 января 2008 года;

«**Закон о недрах**» означает Закон Республики Казахстан № 2828 «О недрах и недропользовании», с изменениями и дополнениями, принятый 27 января 1996 года и выступающий в качестве действующей правовой базы по регулированию прав недропользования в Казахстане;

«**Контракт на недропользование**» означает лицензию на разведку и добычу и (или) контракт на недропользование (после 1999 года операции по недропользованию основываются только на контрактах), в отношении деятельности на суше, или соглашение о разделе продукции в отношении деятельности на море;

«**ТШО**» означает ТОО «СП «Тенгизшевройл»;

«**тенге**» означает валюту Республики Казахстан;

«**Расширение месторождения Тенгиз**» означает вместе проект закачки сырого газа (**SGI**) и строительство завода второго поколения (**SGP**);

«**Проекты по расширению месторождения Тенгиз**» означает вместе проект закачки сырого газа (SGI), строительство завода второго поколения (SGP) и будущие проекты расширения (FGP);

«**Трубопровод УАС**» означает трубопровод Узень-Атырау-Самара;

«**УМГ**» означает «УзеньМунайГаз» - добывающее подразделение РД КМГ;

«**Месторождения УМГ**» означает месторождения, эксплуатируемые УМГ – добывающим подразделением РД КМГ;

«**U.S.$ илидоллар США**» означает валюту Соединенных Штатов Америки; и

«**Западная трубопроводная сеть**» означает трубопроводную сеть в Западном Казахстане, обслуживающую находящиеся в эксплуатации месторождения природного газа в Центральной Азии.

ПРИЛОЖЕНИЕ II – ГЛОССАРИЙ ЕДИНИЦ ИЗМЕРЕНИЯ И ТЕХНИЧЕСКИХ ТЕРМИНОВ

Некоторые сокращения и связанные с ними термины

% ..... проценты

млрд. $м^3$ ..... миллиарды кубических метров

барр./сут. ..... баррели нефти в сутки

г ..... грамм

км ..... километр

$км^2$ ..... квадратные километры

м ..... метр

млн. $м^3$ ..... миллионы кубических метров

мм ..... миллиметры

МПа мегапаскаль

Некоторая терминология

Двухмерная сейсмика ..... Геофизические данные, отображающие подземные пласты в двух измерениях..

Трехмерная сейсмика ..... Геофизические данные, отображающие подземные пласты в трех измерениях. Трехмерная сейсмика обычно дает более подробную и точную интерпретацию подземных пластов, чем двухмерная сейсмика.

Плотность API ..... Отраслевой стандартный метод выражения удельного веса сортов сырой нефти. Более высокие показатели плотности Американского нефтяного института («API») означают более низкие показатели удельного веса и более легкие сорта нефти.

Эксплуатационная скважина ... Скважина, пробуренная для получения продукции на доказанном нефтяном или газовом месторождении. Эксплуатационные скважины могут использоваться либо для добычи углеводородов на месторождении, либо для нагнетания воды или газа в коллектор в целях увеличения объемов добычи.

Разведочная скважина ..... Скважина, пробуренная для обнаружения углеводородов на недоказанной площади или для значительного расширения известного коллектора нефти или природного газа.

Толща ..... Последовательность пластов осадочных пород, отложившихся в одинаковых общих геологических условиях.

Газовый конденсат ..... Более тяжелые углеводородные фракции в коллекторе природного газа, конденсирующиеся в жидкость по мере их добычи. Они используются в качестве химического сырья или для смешивания

с бензином.

Углеводороды ..... Соединения, формируемые элементами водород (H) и углерод (C) и существующие в твердом, жидком или газообразном состоянии.

Природный газ ..... Углеводороды, находящиеся в газообразном состоянии при давлении в одну атмосферу и температуре 20°C. Он может быть разделен на сухой газ, в основном метан, но часто содержащий этан и меньшие количества более тяжелых углеводородов (также называемый коммерческий газ), и жирный газ, в основном этан, пропан и бутан, а также меньшие количестве более тяжелых углеводородов; частично жидкий при атмосферном давлении.

Банк качества..... Договоренность, согласно которой нефтяные компании, поставляющие в трубопроводную систему сырую нефть более низкого качества (тяжелую и высокосернистую) платят за пользование трубопроводом больше, чем поставляющие сырую нефть более высокого качества. (Равным образом, поставщики сырой нефти более низкого качества могут напрямую предоставлять компенсацию поставщикам сырой нефти более высокого качества за ухудшение качества сырой нефти из-за смешивания.).

Коллектор..... Пористая и проницаемая подземная толща, содержащая природное скопление извлекаемого природного газа и (или) нефти, ограниченная непроницаемой породой или слоями водонаполненной породы.

Сейсмическая съемка ..... Метод, при помощи которого создается изображение земных недр посредством генерации ударных волн и анализа их отражения от породных пластов. Такая съемка может выполняться в двухмерной или трехмерной форме.

Вакуумная перегонка..... Перегонка при пониженном давлении (меньше атмосферного), понижающем температуру кипения перегоняемой жидкости. Эта техника при относительно низких температурах предотвращает крекинг или расщепление исходного нефтепродукта.

Обводненность ..... Доля воды, добываемой вместе с сырой нефтью из извлекаемых жидкостей коллектора, обычно выражаемая в процентах.

Капитальный ремонт ..... Операция по техническому обслуживанию или ремонту на скважине после начала ее эксплуатации. Обычно выполняется для поддержания или увеличения производительности скважины.

УКАЗАТЕЛЬ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ И ОТЧЕТОВ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ

Промежуточная сокращенная консолидированная финансовая отчетность (неаудированная) на и за шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2010 года[(1)]	F-2
Отчёт о проверке промежуточной сокращённой консолидированной финансовой отчётности	F-4
Промежуточный консолидированный балансовый отчет	F-6
Промежуточный консолидированный отчет о совокупной прибыли	F-8
Промежуточный консолидированный отчет о движении денежных средств	F-9
Промежуточный консолидированный отчет об изменениях в собственном капитале	F-11
Пояснения к Промежуточной сокращенной консолидированной финансовой отчетности	F-13
Прошедшая аудиторскую проверку консолидированная финансовая отчетность АО «НК «КазМунайГаз» на и по состоянию за год, оканчивающийся 31 декабря 2009 года, которая включает сравнительные данные на и по состоянию за год, оканчивающийся 31 декабря 2008 года.	F-34
Отчет независимых аудиторов	F-36
Консолидированный балансовый отчет	F-38
Консолидированный отчет о совокупной прибыли	F-40
Консолидированный отчет о движении денежных средств	F-41
Консолидированный отчет об изменениях в собственном капитале	F-43
Пояснения к Консолидированной финансовой отчетности	F-45

Примечание:

[(1)]Некоторая финансовая информация, содержащая часть сравнительных данных на 31 декабря 2009 г. и за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2009 г., включенная в Промежуточную финансовую отчетность Компании за 2010 г., была пересмотрена таким образом, чтобы соответствовать представлению текущего периода, составленному в соответствии с МСФО. Следовательно, эти данные некоторым образом отличаются от соответствующих данных, изложенных в Финансовой отчетности за 2009 г. Подробнее см. примечания 2 и 4 к Промежуточной финансовой отчетности за 2010 г. Инвесторы должны принять к сведению, что (если нет иного соглашения) финансовые данные о Компании на и за год, оканчивающийся 31 декабря 2009 г., изложенные в настоящем Проспекте, представлены исходя из фактических данных, включенных в Финансовую отчетность за 2009 г.

АО «Национальная Компания «КазМунайГаз»

Консолидированная финансовая отчётность

За год, закончившийся 31 декабря 2009 года
с отчётом независимых аудиторов

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

Отчёт независимых аудиторов

Консолидированная финансовая отчётность
Консолидированный отчет о финансовом положении ---------- 1-2
Консолидированный отчёт о совокупном доходе ---------- 3-4
Консолидированный отчёт о движении денежных средств ---------- 5-6
Консолидированный отчёт об изменениях в капитале ---------- 7-8
Примечания к консолидированной финансовой отчётности ---------- 9-84

ERNST & YOUNG

Ernst & Young LLP
Esentai Tower
Al-Farabi Ave., 77/7
Almaty, Kazakhstan
Tel: +7 (727) 258 5960
Fax: +7 (727) 258 5961
www.ey.com/kazakhstan

ТОО «Эрнст энд Янг»
Казахстан, Алматы
пр. Аль-Фараби, 77/7
Здание «Есентай Тауэр»
Тел.: +7 (727) 258 5960
Факс: +7 (727) 258 5961

ОТЧЁТ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ

Акционеру АО «НК «КазМунайГаз»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчётности АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» и его дочерних организаций (далее по тексту - «Группа»), которая включает консолидированный отчёт о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2009 года, консолидированный отчёт о совокупном доходе, консолидированный отчёт об изменениях в капитале и консолидированный отчёт о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также информацию о существенных аспектах учётной политики и другие примечания к консолидированной финансовой отчётности.

Ответственность руководства в отношении финансовой отчётности

Руководство несёт ответственность за подготовку и достоверное представление данной консолидированной финансовой отчётности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности. Эта ответственность включает планирование, внедрение и поддержание надлежащего внутреннего контроля в отношении подготовки и достоверного представления консолидированной финансовой отчётности, не содержащей существенных искажений вследствие мошенничества или ошибки; выбора и применения соответствующей учётной политики; сделанных бухгалтерских оценок, соответствующих конкретным обстоятельствам.

Ответственность аудиторов

Наша обязанность заключается в том, чтобы выразить мнение о данной консолидированной финансовой отчётности на основе проведённого аудита. Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита. Эти стандарты требуют, чтобы мы соблюдали этические нормы, спланировали и провели аудит так, чтобы получить достаточную уверенность в отсутствии существенного искажения прилагаемой консолидированной финансовой отчётности.

Аудит включает выполнение процедур, направленных на получение аудиторских доказательств в отношении сумм и информации, представленных в финансовой отчётности. Выбор процедур основывается на суждении аудитора, включая оценку риска существенного искажения финансовой отчётности вследствие мошенничества или ошибки. При оценке этого риска аудитор рассматривает аспекты внутреннего контроля в отношении подготовки и достоверного представления предприятием финансовой отчётности с тем, чтобы определить процедуры аудита, необходимые в конкретных обстоятельствах, а не для выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля предприятия. Аудит также включает оценку уместности выбранной учётной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством, и оценку представления финансовой отчётности в целом.

Мы считаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими для выражения нашего мнения.

ERNST & YOUNG

Заключение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчётность во всех существенных аспектах достоверно отражает финансовое положение Группы на 31 декабря 2009 года, а также её финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности.

Эрнст энд Янг ЛР

ТОО «Эрнст энд Янг»

Гульмира Турмагамбетова
Аудитор

Квалификационное свидетельство аудитора № 0000374 от 21 февраля 1998 года

Евгений Жемалетдинов
Генеральный директор
ТОО «Эрнст энд Янг»

Государственная лицензия на занятие аудиторской деятельностью на территории Республики Казахстан: серия МФЮ - 2, № 0000003, выданная Министерством Финансов Республики Казахстан от 15 июля 2005 года

25 марта 2010 года

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

В тысячах тенге		На 31 декабря		
	Прим.	2009 года	2008 года Пересчитано*	2007 года Пересчитано*
АКТИВЫ				
Долгосрочные активы				
Основные средства	7	**2.215.574.109**	1.797.313.755	1.377.836.911
Активы по разведке и оценке	8	**114.861.113**	81.653.205	45.729.063
Нематериальные активы	9	**259.455.337**	75.319.359	73.716.240
Долгосрочные банковские вклады	10	**18.464.389**	29.694.239	34.139.958
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	11	**644.811.190**	525.187.158	520.245.599
Активы по отсроченному подоходному налогу	31	**12.726.727**	4.149.908	2.315.512
НДС к возмещению		**7.049.861**	3.718.369	5.360.935
Авансы за долгосрочные активы		**18.647.080**	14.041.878	9.875.060
Облигации к получению	16	**62.520.986**	–	–
Вексель к получению от участника совместного предприятия	19	**20.268.928**	18.862.018	18.480.085
Вексель к получению от ассоциированной компании	5	**16.075.399**	–	–
Заем связанной стороне	33	**8.028.231**	–	–
Прочие долгосрочные активы		**10.300.115**	7.153.299	5.051.802
		3.408.783.465	2.557.093.188	2.092.751.165
Текущие активы				
Товарно-материальные запасы	12	**161.249.685**	99.580.320	98.880.181
НДС к возмещению		**38.260.134**	40.305.715	36.000.362
Предоплата по подоходному налогу	31	**11.979.760**	7.790.729	8.203.953
Торговая дебиторская задолженность	13	**142.179.614**	111.796.282	173.509.421
Краткосрочные финансовые активы	14	**715.704.597**	551.176.232	436.629.496
Вексель к получению от участника совместного предприятия	19	**1.082.100**	–	–
Дивиденды к получению от ассоциированной компании	11	**14.687.640**	–	–
Прочие текущие активы	13	**67.458.200**	47.156.030	41.967.376
Денежные средства и их эквиваленты	15	**564.191.152**	491.761.713	359.970.012
		1.716.792.882	1.349.567.021	1.155.160.801
Активы, классифицированные как предназначенные для продажи		**378.378**	13.219	18.993.640
		1.717.171.260	1.349.580.240	1.174.154.441
ИТОГО АКТИВОВ		**5.125.954.725**	3.906.673.428	3.266.905.606

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ (продолжение)

		На 31 декабря		
В тысячах тенге	Прим.	2009 года	2008 года Пересчитано*	2007 года Пересчитано*
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
Капитал				
Уставный капитал	16	**159.647.488**	158.049.442	158.049.442
Дополнительный оплаченный капитал	16	**2.248.079**	9.013.516	9.013.516
Прочий капитал		**4.910.393**	1.385.035	1.465.300
Резерв от пересчета валюты отчетности	16	**182.852.727**	(27.798.964)	(30.804.398)
Нераспределённая прибыль		**1.532.273.718**	1.468.030.832	1.201.823.179
Относящийся к акционеру материнской компании		**1.881.932.405**	1.608.679.861	1.339.547.039
Доля меньшинства	16	**476.310.276**	421.294.451	350.130.443
Итого капитала		**2.358.242.681**	2.029.974.312	1.689.677.482
Долгосрочные обязательства				
Займы	17	**1.384.933.040**	961.525.742	359.257.982
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте»	18	**312.052.116**	239.500.799	–
К уплате за приобретение дочернего предприятия	5	**8.405.223**	–	–
Резервы	20	**56.809.538**	54.536.134	61.517.411
Обязательства по отсроченному подоходному налогу	31	**124.938.906**	70.827.293	99.379.525
Прочие долгосрочные обязательства		**16.966.349**	21.113.925	17.009.133
		1.904.105.172	1.347.503.893	537.164.051
Текущие обязательства				
Займы	17	**452.741.110**	188.445.495	668.987.808
Резервы	20	**46.306.787**	40.247.587	40.305.445
Подоходный налог к уплате	31	**32.437.423**	57.588.075	63.022.886
Торговая кредиторская задолженность	21	**156.470.367**	142.902.855	140.019.000
Прочие налоги к уплате	22	**83.986.571**	36.517.692	35.772.493
Обязательство по опциону пут	5	–	14.895.525	34.387.421
Производные финансовые инструменты		**240.707**	105.791	1.337.564
Прочие текущие обязательства	21	**91.423.907**	48.492.203	47.842.378
		863.606.872	529.195.223	1.031.674.995
Обязательства, непосредственно связанные с активами, классифицированными как предназначенные для продажи		–	–	8.389.078
Итого обязательств		**2.767.712.044**	1.876.699.116	1.577.228.124
ИТОГО КАПИТАЛА И ОБЯЗАТЕЛЬСТВ		**5.125.954.725**	3.906.673.428	3.266.905.606

** Некоторые цифры, приведённые здесь, не соответствуют цифрам в консолидированной финансовой отчётности за 2008 год и отражают внесённые корректировки, детализированные в Примечании 3.*

Учетная политика и примечания на страницах 9 – 84 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

Управляющий директор корпоративного центра _____ *Бозжанов Т.Д.*

Главный бухгалтер _____ *Валентинова Н.С.*

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

В тысячах тенге		За годы, закончившиеся 31 декабря	
	Прим.	2009 года	2008 года Пересчитано*
Выручка от реализованной продукции и оказанных услуг	23	**1.589.548.621**	1.885.605.915
Себестоимость реализованной продукции и оказанных услуг	24	**(1.047.000.855)**	(1.199.360.316)
Валовая прибыль		**542.547.766**	686.245.599
Общие и административные расходы	25	**(120.112.802)**	(145.704.056)
Расходы по транспортировке и реализации	26	**(168.984.918)**	(153.731.979)
Обесценение гудвилла	9	**(1.306.548)**	(23.553.133)
Обесценение основных средств	7	**(10.364.236)**	(6.614.613)
Доход / (убыток) от выбытия основных средств, нетто		**18.147.528**	(724.969)
Доход от выбытия дочерней организации	27	**5.787.667**	2.839.531
Прочий операционный доход		**12.416.564**	8.242.957
Прочий операционный убыток		**(14.606.411)**	(6.394.436)
Прибыль от операционной деятельности		**263.524.610**	360.604.901
Отрицательная курсовая разница, нетто		**(8.180.332)**	(13.103.879)
Финансовый доход	28	**84.867.177**	101.103.794
Финансовые затраты	29	**(140.825.733)**	(108.358.234)
Нереализованный (убыток) / доход от операций хеджирования нефти		**(3.336.487)**	3.752.951
Доля в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний	11,30	**171.738.112**	239.771.089
Прибыль до учёта подоходного налога		**367.787.347**	583.770.622
Расходы по подоходному налогу	31	**(179.295.714)**	(200.287.189)
Прибыль за год от продолжающейся деятельности		**188.491.633**	383.483.433
Прекращенная деятельность			
Прибыль за год от прекращенной деятельности, за минусом налога	6	**2.127.620**	7.637.767
Прибыль за год		**190.619.253**	391.121.200
Приходится на:			
Акционера материнской компании		**112.934.028**	298.291.244
Долю меньшинства		**77.685.225**	92.829.956
		190.619.253	391.121.200

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ (продолжение)

В тысячах тенге		За годы, закончившиеся 31 декабря	
	Прим.	2009 года	2008 года Пересчитано*
Прочий совокупный доход			
Пересчёт иностранной валюты		**225.506.181**	3.098.300
Реализованный убыток по имеющимся в наличии для продажи финансовым инвестициям, перегруппированным в прибыль за период		–	435.886
Прочий совокупный доход за период		**225.506.181**	3.534.186
Итого совокупного дохода за период, за вычетом подоходного налога		**416.125.434**	394.655.386
Приходится на:			
Акционера Компании		**323.585.719**	301.732.564
Долю меньшинства		**92.539.715**	92.922.822
		416.125.434	394.655.386

** Некоторые цифры, приведённые здесь, не соответствуют цифрам в консолидированной финансовой отчётности за 2008 год и отражают внесённые корректировки, детализированные в Примечании 3.*

Учетная политика и примечания на страницах 9 – 84 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

Управляющий директор корпоративного центра _____ *Бозжанов Т.Д.*

Главный бухгалтер _____ *Валентинова Н.С.*

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

В тысячах тенге		За годы, закончившиеся 31 декабря	
	Прим.	2009 года	2008 года Пересчитано*
Денежные потоки от операционной деятельности:			
Прибыль до учёта подоходного налога от продолжающейся деятельности		**367.787.347**	583.770.622
Прибыль до учёта подоходного налога от прекращенной деятельности	6	**3.001.876**	8.150.302
Прибыль до учёта подоходного налога		**370.789.223**	591.920.924
Корректировки на:			
Износ, истощение и амортизацию	24,25,26	**105.437.657**	100.711.945
Долю в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний	30	**(171.738.112)**	(239.771.089)
Финансовые затраты	29	**140.825.733**	110.234.987
Финансовый доход	28	**(84.867.177)**	(101.103.794)
Обесценение основных средств	7	**10.364.236**	2.736.033
Обесценение гудвилла	9	**1.306.548**	23.553.133
Нереализованный убыток / (доход) от операций хеджирования нефти		**3.336.487**	(3.752.951)
(Доход) / убыток от выбытия основных средств, нетто		**(18.147.528)**	724.969
Доход от выбытия дочерней организации	27	**(5.787.667)**	(2.839.531)
Резервы	20	**12.485.405**	9.050.579
Резервы по сомнительной задолженности	25	**2.462.345**	15.104.105
Резервы по товарно-материальным запасам		**(1.978.391)**	2.528.492
Признание расходов по опционной программе		**248.106**	1.314.775
Изъятие долевых инструментов		**(164.690)**	–
Нереализованную отрицательную курсовую разницу		**45.186.725**	3.495.394
Прочие неденежные операционные расходы		**5.017.821**	–
Прибыль от операционной деятельности до изменений в оборотном капитале		**414.776.721**	513.907.971
Изменение в товарно-материальных запасах		**(71.814.599)**	(23.178.552)
Изменение в НДС к возмещению		**642.444**	(2.021.803)
Изменение в торговой дебиторской задолженности		**(37.375.254)**	54.618.746
Изменение в прочих текущих активах		**(24.786.429)**	(1.830.471)
Изменение в прочих налогах к уплате		**41.178.589**	202.926
Изменение в торговой кредиторской задолженности		**4.794.784**	(12.264.892)
Изменение в прочих текущих обязательствах		**49.640.953**	2.823.146
Поступление денежных средств от операционной деятельности		**377.057.209**	532.257.071
Уплаченный подоходный налог		**(177.220.368)**	(238.139.421)
Проценты полученные		**79.085.953**	75.244.897
Проценты уплаченные		**(109.386.477)**	(83.820.703)
Платежи по операциям хеджирования нефти, нетто		**(1.585.454)**	(1.528.963)
Чистое поступление денежных средств от операционной деятельности		**167.950.863**	284.012.881

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

В тысячах тенге		За годы, закончившиеся 31 декабря	
	Прим.	2009 года	2008 года Пересчитано*
Денежные потоки от инвестиционной деятельности:			
Размещение вкладов в банках, нетто		**(50.709.257)**	(114.214.101)
Приобретение дочерних организаций, за вычетом полученных денежных средств	5	**(193.716.542)**	(37.718.595)
Приобретение доли меньшинства		**(2.166.317)**	(2.671.077)
Погашение обязательства по опциону пут	5	**(15.043.000)**	–
Приобретение основных средств и нематериальных активов		**(371.120.375)**	(315.820.993)
Поступления денежных средств от продажи основных средств и нематериальных активов		**34.275.107**	23.953.253
Выплаты, полученные от совместных предприятий и ассоциированных компаний	11	**139.493.404**	222.925.743
Денежные средства дочерней организации, над которой был потерян контроль Группой	27	**(279.563)**	–
Денежные средства дочерних организаций, выбывших из Группы	6	**(1.527.080)**	–
Погашение займа, выданного связанной стороне	19	**5.028.218**	2.036.327
Выкуп собственных акций дочерней организацией		**(21.381.199)**	(521.318)
Поступления денежных средств от продажи инвестиций		–	3.811.702
Денежные средства дочерних организаций, переведеных из активов, удерживаемых для продажи		–	105.033
Чистое движение денежных средств, использованных в инвестиционной деятельности		**(477.146.604)**	(218.114.026)
Денежные потоки от финансовой деятельности:			
Поступления по займам		**555.604.996**	745.826.943
Погашение займов		**(197.979.803)**	(632.260.749)
Дивиденды выплаченные миноритарным акционерам		**(19.949.064)**	(17.349.487)
Дивиденды выплаченные Акционеру Компании	16	**(29.268.027)**	(29.209.331)
Прочие выплаты		–	(2.288.590)
Чистое поступление денежных средств от финансовой деятельности		**308.408.102**	64.718.786
Влияние изменения обменных курсов на денежные средства и их эквиваленты		**73.217.078**	1.174.060
Чистое увеличение денежных средств и их эквивалентов		**72.429.439**	131.791.701
Денежные средства и их эквиваленты на начало года	15	**491.761.713**	359.970.012
Денежные средства и их эквиваленты на конец года	15	**564.191.152**	491.761.713

Существенные неденежные операции раскрыты в Примечании 32.

**Некоторые цифры, приведённые здесь, не соответствуют цифрам в консолидированной финансовой отчётности за 2008 год и отражают внесённые корректировки, детализированные в Примечании 3.*

Учетная политика и примечания на страницах 9 – 84 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

Управляющий директор корпоративного центра _____ *Бозжанов Т.Д.*

Главный бухгалтер _____ *Валентинова Н.С.*

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

	Приходится на акционера Компании							
В тысячах тенге	Уставный капитал	Дополнительный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчёта валюты отчетности	Нераспределённая прибыль	Итого	Доля меньшинства	Итого
Прим.	16	16	16			16		
На 31 декабря 2007 года	**158.049.442**	**9.013.516**	**1.465.300**	**(30.756.757)**	**1.200.379.503**	**1.338.151.004**	**353.346.501**	**1.691.497.505**
Пересчеты (Примечание 3)	–	–	–	(47.641)	1.443.676	1.396.035	(3.216.058)	(1.820.023)
На 31 декабря 2007 года (Пересчитано)*	**158.049.442**	**9.013.516**	**1.465.300**	**(30.804.398)**	**1.201.823.179**	**1.339.547.039**	**350.130.443**	**1.689.677.482**
Прибыль за год (Пересчитано)*	–	–	–	–	298.291.244	298.291.244	92.829.956	**391.121.200**
Прочий совокупный доход	–	–	435.886	3.005.434	–	3.441.320	92.866	**3.534.186**
Общая сумма совокупного дохода за год	–	–	435.886	3.005.434	298.291.244	301.732.564	92.922.822	**394.655.386**
Дивиденды (Примечание 16)	–	–	–	–	(29.209.331)	(29.209.331)	(17.349.487)	**(46.558.818)**
Признание выплат на основе долевых инструментов в дочерних организациях	–	–	1.314.775	–	–	1.314.775	–	**1.314.775**
Исполнение опционов работников в дочерних организациях	–	–	(1.830.926)	–	880.251	(950.675)	701.195	**(249.480)**
Выкуп собственных акций с рынка дочерней организацией (Примечание 16)	–	–	–	–	–	–	(521.318)	**(521.318)**
Прочие распределения дочерних организаций	–	–	–	–	(2.288.590)	(2.288.590)	–	**(2.288.590)**
Изменения в доле владения дочерних организаций – приобретение доли меньшинства в "Rompetrol S.A."	–	–	–	–	(1.465.921)	(1.465.921)	(1.205.156)	**(2.671.077)**
Изменения в доле владения дочерних организаций – выбытие дочерней организации	–	–	–	–	–	–	(3.384.048)	**(3.384.048)**
На 31 декабря 2008 года (Пересчитано)*	**158.049.442**	**9.013.516**	**1.385.035**	**(27.798.964)**	**1.468.030.832**	**1.608.679.861**	**421.294.451**	**2.029.974.312**

**Некоторые цифры, приведённые здесь, не соответствуют цифрам в консолидированной финансовой отчётности за 2008 год и отражают внесённые корректировки, детализированные в Примечании 3.*

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ (продолжение)

	Приходится на акционера Компании							
В тысячах тенге	Уставный капитал	Дополнительный оплаченный капитал	Прочий капитал	Резерв от пересчёта валюты отчетности	Нераспределённая прибыль	Итого	Доля меньшинства	Итого
На 31 декабря 2008 года (Пересчитано)*	**158.049.442**	**9.013.516**	**1.385.035**	**(27.798.964)**	**1.468.030.832**	**1.608.679.861**	**421.294.451**	**2.029.974.312**
Прибыль за год	–	–	–	–	112.934.028	112.934.028	77.685.225	**190.619.253**
Прочий совокупный доход	–	–	–	210.651.691	–	210.651.691	14.854.490	**225.506.181**
Общая сумма совокупного дохода за год	–	–	–	**210.651.691**	**112.934.028**	**323.585.719**	**92.539.715**	**416.125.434**
Взнос в уставный капитал (Примечание 16)	1.598.046	–	–	–	–	1.598.046	–	**1.598.046**
Дивиденды (Примечание 16)	–	–	–	–	(29.268.027)	(29.268.027)	(19.949.064)	**(49.217.091)**
Распределения акционеру Компании (Примечания 3,6,16)		(6.765.437)			(16.795.354)	(23.560.791)	–	**(23.560.791)**
Признание выплат на основе долевых инструментов в дочерних организациях	–	–	248.106	–	–	248.106	–	**248.106**
Изъятие долевых инструментов в дочерних предприятиях	–	–	(164.690)	–	–	(164.690)	–	**(164.690)**
Исполнение выплат на основе долевых инструментов в дочерних организациях	–	–	5.638	–	203.266	208.904	–	**208.904**
Выкуп собственных акций с рынка дочерней организацией (Примечание 16)	–	–	–	–	(1.593.431)	(1.593.431)	(19.787.768)	**(21.381.199)**
Объединение предприятий (Примечание 5)	–	–	3.436.304	–	–	3.436.304	3.141.663	**6.577.967**
Изменения в доле владения дочерних организаций – приобретение доли меньшинства в дочерних организациях "Rompetrol Group N.V." (Примечание 5)	–	–	–	–	(1.237.596)	(1.237.596)	(928.721)	**(2.166.317)**
На 31 декабря 2009 года	**159.647.488**	**2.248.079**	**4.910.393**	**182.852.727**	**1.532.273.718**	**1.881.932.405**	**476.310.276**	**2.358.242.681**

**Некоторые цифры, приведённые здесь, не соответствуют цифрам в консолидированной финансовой отчётности за 2008 год и отражают внесённые корректировки, детализированные в Примечании 3.*

Учетная политика и примечания на страницах 9 – 84 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

Управляющий директор корпоративного центра _____ *Бозжанов Т.Д.*

Главный бухгалтер _____ *Валентинова Н.С.*

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2009 года

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

АО «Национальная компания «КазМунайГаз» (далее по тексту – «Компания» или «КазМунайГаз») является государственным нефтегазовым предприятием Республики Казахстан, созданным 27 февраля 2002 года как закрытое акционерное общество, на основании Указа Президента Республики Казахстан от 20 февраля 2002 года № 811 и Постановления Правительства Республики Казахстан (далее по тексту – «Правительство») от 25 февраля 2002 года № 248. Компания была образована в результате слияния Национальной нефтегазовой компании ЗАО «Казахойл» (далее по тексту – ННК «Казахойл») и Национальной компании «Транспорт нефти и газа» (далее по тексту – «ТНГ»). В результате объединения все активы и обязательства ННК «Казахойл» и ТНГ, включая доли участия во всех предприятиях, которыми владели эти компании, были переданы в КазМунайГаз. В марте 2004 года, в соответствии с законодательством Республики Казахстан, Компания была перерегистрирована в акционерное общество.

Начиная с 8 июня 2006 года единственным акционером Компании является АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук» (далее по тексту «Самрук»), который в октябре 2008 года объединился с Фондом Устойчивого Развития «Казына», находящимся в собственности Правительства, тем самым образовав Фонд Национального Благосостояния «Самрук-Казына» (далее по тексту «Самрук-Казына» или «Материнская Компания»). Правительство является единственным акционером «Самрук-Казына».

Компания имеет доли участия в 33 компаниях (в 2008 году: 27; в 2007 году: 27) (далее по тексту «Группа»).

Зарегистрированный офис Компании расположен по адресу: Республика Казахстан, город Астана, проспект Кабанбай батыра, 22.

Основные направления деятельности Группы включают, помимо прочего, следующее:

- участие в государственной политике в нефтегазовой отрасли;
- представление государственных интересов в контрактах на недропользование, посредством долевого участия в контрактах; и
- корпоративное управление и мониторинг по вопросам разведки, разработки, добычи, переработки, реализации, транспортировки углеводородов, проектированию, строительству, эксплуатации нефтепроводов и газопроводов и нефтегазопромысловой инфраструктуры.

Данная консолидированная финансовая отчетность Группы была утверждена Управляющим директором корпоративного центра и Главным бухгалтером Компании 25 марта 2010 года.

Политические и экономические условия

В Казахстане продолжаются экономические реформы и развитие правовой, налоговой и административной инфраструктуры, которая отвечала бы требованиям рыночной экономики. Стабильность Казахстанской экономики будет во многом зависеть от хода этих реформ, а также от эффективности предпринимаемых Правительством мер в сфере экономики, финансовой и денежно-кредитной политики.

Казахстанская экономика подвержена влиянию рыночных колебаний и снижения темпов экономического развития в мировой экономике. Продолжающийся мировой финансовый кризис привел к нестабильности на рынках капитала, существенному ухудшению ликвидности в банковском секторе и ужесточению условий кредитования внутри Казахстана. Несмотря на стабилизационные меры, предпринимаемые Правительством с целью обеспечения ликвидности и рефинансирования зарубежных займов Казахстанских банков и компаний, существует неопределенность относительно возможности доступа к источникам капитала, а также стоимости капитала для Группы и ее контрагентов, что может повлиять на финансовое положение, результаты операций и экономические перспективы Группы.

Руководство Группы считает, что оно предпринимает все необходимые меры по поддержанию экономической устойчивости Группы в данных условиях. Однако дальнейшее ухудшение ситуации в описанных выше областях может негативно повлиять на результаты и финансовое положение Группы. В настоящее время невозможно определить, каким именно может быть это влияние.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

Настоящая консолидированная финансовая отчётность была подготовлена на основе первоначальной стоимости, за исключением операций, раскрытых в учетной политике и Примечаниях к данной консолидированной финансовой отчётности. Все значения в данной консолидированной финансовой отчётности округлены до тысячи, за исключением специально оговоренных случаев.

Заявление о соответствии

Настоящая консолидированная финансовая отчётность Группы подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности («МСФО»), выпущенными Советом по МСФО.

Подготовка консолидированной финансовой отчётности в соответствии с МСФО требует применения ПМСФО. определенных важных учётных оценок, а также требует от руководства применения суждений по допущениям в ходе применения учётной политики. 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 отчётности Группы, раскрыты в Примечании 4.

Пересчёт иностранной валюты

Функциональная валюта и валюта представления

Элементы финансовой отчётности каждого из предприятий Группы, включённые в данную **Элементы финансовой отчетности каждого из предприятий Группы, включенные в данную консолидированную финансовую отчетность, оцениваются с использованием валюты основной экономической среды, в которой предприятия осуществляют свою деятельность («функциональная валюта»). Консолидированная финансовая отчетность представлена в валюте Казахстана – тенге (далее по тексту «тенге»), который является валютой представления отчетности Группой.**

Операции в иностранной валюте пересчитываются в функциональную валюту с использованием валютных курсов на дату осуществления операции. Доходы и убытки от курсовой разницы, возникающие в результате расчетов по таким операциям, и от пересчета монетарных активов и обязательств, выраженных в иностранной валюте, по курсам на конец года, признаются в прибылях и убытках.

Немонетарные статьи, которые оцениваются на основе исторической стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату совершения первоначальных сделок. Немонетарные статьи, которые оцениваются по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату определения справедливой стоимости.

Предприятия Группы

Доходы, убытки и финансовая позиция всех дочерних организаций, совместных предприятий и ассоциированных компаний Группы (ни одно из которых не оперирует в валютах гиперинфляционных экономик), функциональная валюта которых отличается от валюты представления, пересчитываются в валюту представления следующим образом:

- активы и обязательства по каждому из представленных отчетов о финансовом положении пересчитываются по курсам закрытия на даты таких отчетов о финансовом положении;
- доходы и расходы по каждому из отчетов о совокупном доходе пересчитываются по средним курсам (кроме случаев, когда средний курс не является разумным приближением совокупного эффекта курсов на дату осуществления операции; в этом случае доходы и расходы пересчитываются по курсу на дату осуществления операции); и
- все курсовые разницы признаются в качестве отдельного компонента в прочем совокупном доходе.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВА ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

Пересчёт иностранной валюты (продолжение)

Курсы обмена валют

Средневзвешенные курсы обмена валют, установленные на Казахстанской Фондовой Бирже («КФБ»), используются в качестве официальных курсов обмена валют в Республике Казахстан.

Обменный курс КФБ на 31 декабря 2009 года составлял 148,36 тенге за 1 доллар США. Этот курс использовался для пересчета монетарных активов и обязательств, выраженных в долларах США на 31 декабря 2009 года (в 2008 году: 120,79 тенге за 1 доллар США). Обменный курс КФБ на 25 марта 2010 года составлял 146,95 тенге за 1 доллар США.

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

Основные аспекты учётной политики, использованные при подготовке настоящей консолидированной финансовой отчётности, приведены ниже. Данная учётная политика последовательно применялась для всех представленных периодов, если не указано иное.

Изменения в учётной политике

Принятая учётная политика соответствует учётной политике, применявшейся в предыдущем отчетном году, за исключением следующего.

По состоянию на 1 января 2009 года Группа применила следующие новые и пересмотренные стандарты МСФО и интерпретации КИМСФО:

- МСФО 2 «Выплаты, основанные на акциях» (в новой редакции): «Условия наделения правами и аннулирование вознаграждения», вступивший в силу 1 января 2009 года
- МСФО 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» (в новой редакции): «Усовершенствование раскрытия информации о финансовых инструментах», вступивший в силу 1 января 2009 года
- МСФО 8 «Операционные сегменты», принят досрочно, 1 января 2007 года
- МСБУ 1 «Представление финансовой отчетности», вступивший в силу 1 января 2009 года
- МСБУ 23 «Затраты по займам», принят досрочно, 1 января 2007 года
- МСБУ 32 «Финансовые инструменты: представление информации» и МСБУ 1 «Представление финансовой отчётности»: «Финансовые инструменты с правом обратной продажи эмитенту и обязательства, возникающие при ликвидации», вступившие в силу 1 января 2009 года
- КИМСФО 9 «Повторная оценка встроенных производных инструментов» и МСБУ 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка», вступающие в силу для отчётных периодов, заканчивающихся 30 июня 2009 года или после этой даты
- КИМСФО 13 «Программы, направленные на поддержание лояльности клиентов», вступившая в силу 1 июля 2008 года
- КИМСФО 16 «Хеджирование чистой инвестиции в зарубежное подразделение», вступившая в силу 1 октября 2008 года

В тех случаях, когда принятие стандарта или интерпретации оказало влияние на консолидированную финансовую отчётность или результаты деятельности Группы, это влияние описано ниже:

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Изменения в учётной политике (продолжение)

МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» (в новой редакции)

В соответствии с новой редакцией стандарта необходимо раскрытие дополнительной информации об оценке по справедливой стоимости и риске ликвидности. Информацию об оценке по справедливой стоимости необходимо раскрывать в зависимости от используемых исходных данных с использованием трехуровневой иерархии для каждого класса финансовых инструментов, оцениваемых по справедливой стоимости. Также новая редакция стандарта требует раскрытия детальной информации в отношении уровня 3 иерархии, а также информации о перемещении инструментов между уровнями иерархии. Поправки также разъясняют требования о раскрытии информации о риске ликвидности в отношении производных финансовых инструментов и активов, используемых для целей управления ликвидностью. Раскрытие информации в отношении оценки по справедливой стоимости представлено в *Примечании 34. Поправки не оказали существенного влияния на раскрытие информации в отношении риска ликвидности, которое представлено в Примечании 34.*

Стандарт в новой редакции разграничивает изме бусловленные операциями с

Стандарт в новой редакции разграничивает изменения в капитале, обусловленные операциями с собственниками и лицами, не являющимися собственниками. Отчет об изменениях в капитале будет содержать только операцию об операциях с собственниками и изменениями в капитале, связанными с лицами, не являющимися собственниками, будут представлены в сверке каждого компонента капитала. Более того, стандарт вводит требование о составлении отчета о совокупном доходе, который включает в себя все статьи признанных доходов и расходов, которые могут быть представлены либо в одном едином отчете, либо в двух взаимосвязанных отчетах. Группа приняла решение о представлении требуемой информации в одном отчете.

состоянию на 1 января 2007 года. Эффект заолаговременного принятия МСБУ 23 «Затраты по займам» раскрыт в Примечании 7. Заблаговременное принятие МСФО 8 «Операционные сегменты» привело к модификации раскрытия по сегментной отчетности (Примечание 37).

Выпущенные, но ещё не вступившие в силу стандарты и интерпретации

Стандарты МСФО и интерпретации, выпущенные, но еще не вступившие в силу:

Группа не применяла следующие стандарты МСФО и Интерпретации, которые были выпущены, но еще не вступили в силу:

нескольких компаний группы», вступающий в силу 1 января 2010 года.

- МСФО 3 «Объединение бизнеса» (в новой редакции) и МСБУ 27 «Консолидированная и отдельная финансовая отчетность» (с изменениями), вступившие в силу 1 июля 2009 года, включая сопутствующие поправки к МСФО 7, МСБУ 21, МСБУ 28, МСБУ 31 и МСБУ 39.
- МСБУ 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» – «Объекты, разрешённые к хеджированию», вступивший в силу 1 июля 2009 года.
- *Интерпретация 17 «Распределение неденежных активов между собственниками»,* вступившая в силу с 1 июля 2009 года.
- КИМСФО 17 *«Передача активов от клиентов»* вступившая в силу с 1 июля 2009 года.
- *Интерпретация 19 «Погашение финансовых обязательств долевыми инструментами»,* вступившая в силу с 1 июля 2010.
- КИМСФО 18 МСФО 9 Финансовые инструменты.
- КИМСФО 19 МСБУ 24 Раскрытие информации о связанных сторонах, поправка.
- МСБУ 27 Консолидированная и отдельная финансовая отчётность, поправка.
- МСБУ 32 Классификация эмиссии прав.
- МСБУ 39 Объекты, разрешенные к хеджированию.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Изменения в учётной политике (продолжение)

Выпущенные, но ещё не вступившие в силу стандарты и интерпретации (продолжение)

Руководство не ожидает, что данные стандарты и интерпретации окажут существенное влияние на финансовое положение или результаты хозяйственной деятельности Группы в будущем.

Усовершенствования МСФО

В мае 2008 года и апреле 2009 года Совет по МСФО выпустил первый комплект поправок к своим стандартам, главным образом, с целью устранения внутренних несоответствий и уточнения формулировок. В отношении каждого стандарта существуют отдельные переходные положения. Применение стандартов (с изменениями), перечисленных ниже, привело к изменению учётной политики, но не оказало влияния на финансовое положение или результаты деятельности Группы.

МСБУ 1 «Представление финансовой отчётности»: Активы и обязательства, классифицированные как удерживаемые для проведения торговых операций в соответствии с *МСБУ 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка»* автоматически не классифицируются в отчёте о финансовом положении как краткосрочные. У Группы нет активов или обязательств, классифицированных как предназначенные для проведения торговых операций, таким образом, поправка не оказала влияния на финансовое положение и результаты деятельности Группы.

Поправка к МСБУ 16 «Основные средства»: заменила термин «чистая цена продажи» на термин «справедливая стоимость за вычетом затрат на продажу». Группа соответствующим образом изменила свою учётную политику, что не привело к изменениям в её финансовом положении.

МСБУ 18 «Выручка»: Совет добавил руководство (дополняющее стандарт) по определению того, выступает ли Группа в качестве принципала или в качестве агента. Ниже перечислены основные моменты, которые необходимо учитывать при этом:

- Несёт ли Группа основную ответственность за предоставление товаров или услуг
- Подвержена ли Группа риску обесценения или утраты запасов
- Располагает ли Группа свободой при установлении цен
- Подвержена ли Группа кредитному риску

Группа проанализировала свои договоры, предусматривающие получение выручки в соответствии с этими критериями, и пришла к выводу, что во всех договорах она выступает в качестве принципала. Учётная политика в отношении признания выручки была изменена соответствующим образом.

МСБУ 23 «Затраты по займам»: Определение затрат по займам было пересмотрено с целью объединения двух типов статей, считающихся компонентами «затрат по займам», в один – процентные расходы, рассчитываемые с использованием метода эффективной процентной ставки согласно МСБУ 39. Группа соответствующим образом изменила свою учётную политику, что не привело к изменениям в её финансовом положении.

МСБУ 36 «Обесценение активов»: Если для оценки «справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу» используются дисконтированные денежные потоки, то согласно внесённой поправке требуется раскрытие дополнительной информации о ставке дисконтирования, а также соответствующей информации, раскрытие которой требуется при использовании дисконтированных денежных потоков для оценки «ценности от использования». Данная поправка не оказала влияния на финансовую отчётность Группы в этом отчётном периоде.

МСБУ 38 «Нематериальные активы»: Затраты на рекламу и мероприятия по стимулированию спроса признаются в составе расходов в тот момент, когда Группа либо имеет право на доступ к товарам, либо получает услугу. Настоящая поправка не оказала влияния на деятельность Группы, поскольку Группа не вовлечена в подобные виды деятельности по стимулированию спроса.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Усовершенствования МСФО (продолжение)

Прочие поправки, вытекающие из МСФО к следующим стандартам, не оказали никакого влияния на учетную политику, финансовое положение или результаты деятельности Группы:

- МСФО 2 «Выплаты, основанные на акциях»
- МСФО 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации»
- МСБУ 8 «Учётная политика, изменения в учётных оценках и ошибки»
- МСБУ 10 «События после отчётного периода»
- МСБУ 19 «Вознаграждения работникам»
- МСБУ 27 «Консолидированная и отдельная финансовая отчётность»
- МСБУ 28 «Учёт инвестиций в ассоциированные компании»
- МСБУ 31 «Участие в совместной деятельности»
- МСБУ 34 «Промежуточная финансовая отчётность»
- МСБУ 38 «Нематериальные активы»
- МСБУ 40 «Инвестиционная недвижимость»
- МСБУ 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка»
- КИМСФО 9 «Повторная оценка встроенных производных инструментов»
- КИМСФО 16 «Хеджирование чистых инвестиций в зарубежное подразделение»

Пересчет в связи с изменением в учётной политике и объединением долей в АО «КазМорТрансФлот»

В 2009 году Группа изменила свою учётную политику в отношении учёта своей доли в совместных предприятиях, с метода пропорциональной консолидации на метод учёта по долевому участию. Руководство Группы считает, что метод долевого участия при учёте долей в совместных предприятиях даёт более надёжную и более обоснованную информацию и соответствует политике Материнской компании.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Пересчет в связи с изменением в учётной политике и объединением долей в АО «КазМорТрансФлот» (продолжение)

Данное изменение в учетной политике было учтено ретроспективно, в результате соответствующий сравнительный консолидированный отчет о финансовом положении на 31 декабря 2008 года и консолидированный отчет о совокупном доходе за год, закончившийся на эту дату, были пересчитаны. Влияние такого изменения на сравнительные данные показано в следующей таблице. Эффект пересчета консолидированного отчета о финансовом положении на 31 декабря 2007 года также представлен ниже в соответствии с требованиями МСБУ 1.

Влияние на финансовое положение на 31 декабря:	**2008 года**	**2007 года**
Уменьшение в основных средствах	(851.440.801)	(711.892.917)
Уменьшение в нематериальных активах	(1.475.597)	(4.343.141)
Уменьшение в долгосрочных финансовых активах	(364.593)	(35.576)
Уменьшение в активах по отсроченному подоходному налогу	(2.262.672)	(4.223.013)
Уменьшение в НДС к возмещению	(10.522.124)	(6.050.232)
Уменьшение в авансах за долгосрочные активы	(25.407.072)	(1.558.226)
Увеличение в векселе к получению от участника совместного предприятия	9.431.009	9.240.971
Уменьшение в прочих долгосрочных активах	(1.392.562)	(792.193)
Уменьшение в долгосрочных активах	**(883.434.412)**	**(719.654.327)**
Уменьшение в товарно-материальных запасах	(19.501.574)	(13.555.546)
Уменьшение в НДС к возмещению	(15.789.317)	(10.598.547)
Уменьшение в предоплате по подоходному налогу	(8.121.137)	(3.142.755)
Уменьшение в торговой дебиторской задолженности	(20.049.582)	(47.270.955)
Уменьшение в краткосрочных финансовых активах	(14.155.393)	(14.429.120)
Уменьшение в прочих текущих активах	(35.192.564)	(37.200.394)
Уменьшение в денежных средствах и их эквивалентах	(75.803.610)	(26.908.688)
Уменьшение в текущих активах	**(188.613.177)**	**(153.106.005)**
Уменьшение в активах, классифицированных как предназначенные для продажи	(888.805)	(1.839.262)
Уменьшение в общей сумме активов	**(1.072.936.394)**	**(874.599.594)**
Уменьшение в займах	(307.220.194)	(160.749.747)
Уменьшение в займе к уплате участнику совместного предприятия	(89.054.612)	(96.083.536)
Уменьшение в резервах	(20.771.912)	(8.136.612)
Уменьшение в обязательствах по отсроченному подоходному налогу	(84.090.150)	(155.074.606)
Уменьшение в прочих долгосрочных обязательствах	(1.879.086)	(1.810.830)
Уменьшение в долгосрочных обязательствах	**(503.015.954)**	**(421.855.331)**
Уменьшение в займах	(27.239.116)	(25.702.082)
Уменьшение в резервах	(1.095.838)	(3.061.173)
Уменьшение в подоходном налоге к уплате	(9.104.419)	(10.513.757)
Уменьшение в торговой кредиторской задолженности	(44.670.555)	(15.316.884)
Уменьшение в прочих налогах к уплате	(20.760.878)	(13.476.930)
Уменьшение в сумме к уплате участнику совместного предприятия	(74.397.258)	(13.043.435)
Уменьшение в прочих текущих обязательствах	(1.358.372)	(4.217.532)
Уменьшение в текущих обязательствах	**(178.626.436)**	**(85.331.793)**
Уменьшение в обязательствах непосредственно связанных с активами, классифицированными как предназначенные для продажи	–	(1.992.217)
	(681.642.390)	**(509.179.341)**
Чистое изменение	(391.294.004)	(365.420.253)
Увеличение в инвестициях в совместные предприятия и ассоциированные компании	398.166.455	363.600.230
Увеличение / (уменьшение) в чистых активах	**6.872.451**	**(1.820.023)**
Приходится на:		
Акционера материнской компании	**7.543.722**	1.396.035
Долю меньшинства	**(671.271)**	(3.216.058)
	6.872.451	(1.820.023)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Пересчет в связи с изменением в учётной политике и объединением долей в АО «КазМорТрансФлот» (продолжение)

Увеличение в чистых активах относится к прекращению признания ранее признанного накопленного убытка совместных предприятий в сумме 5.151.294 тысячи тенге на 31 декабря 2008 года (в 2007 году: 166.405 тысяч тенге). Кроме того, 21 января 2009 года Группа подписала соглашение с Самрук-Казына об обмене 100% акций АО «Международный аэропорт Атырау» на 50% акций АО «КазМорТрансФлот»,в котором у Группы было 50% доли участия до операции обмена. Сделка по обмену была завершена 2 июля 2009 года. В результате данного обмена Группа стала единственным акционером АО «КазМорТрансФлот». Так как сделка была совершена с Самрук-Казына, она была учтена по методу объединения долей, на основании учётной политики Группы, в соответствии с которой приобретение бизнеса от сторон, находящихся под общим контролем. **Эффект объединения чистых активов от приобретения АР «КазМорТрансФлот» составил увеличение 2.392.428 тысяч тенге на 31 декабря 2008 года (в 2007 году: 1.229.630). Выбытие чистых активов АО «Международный аэропорт Атырау» в размере 1.803.354 тысячи тенге было учтено за счет нераспределенной прибыли на дату сделки по обмену как распределение.**

В добавление к пересчету, описанному выше, были сделаны определенные перегруппировки в консолидированных отчетах о финансовом положении для соответствия представлению отчетности за текущий период. Наиболее существенные перегруппировки приведены ниже:

В тысячах тенге	Сумма
Консолидированный отчет о финансовом положении на 31 декабря 2007 года:	
Реклассификация краткосрочных резервов из прочих текущих обязательств	5.571.928
Реклассификация активов по разведке и оценке из основных средств в отдельную строку в консолидированном отчете о финансовом положении	45.729.063
Консолидированный отчет о финансовом положении на 31 декабря 2008 года:	
Реклассификация активов по разведке и оценке из основных средств в отдельную строку в консолидированном отчете о финансовом положении	81.653.205
Эффект на показатели деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2008 года, относящийся на:	
Эффект от изменения в учетной политике	4.715.439
Эффект объединения доли в АО «КазМорТрансФлот»	895.524
Увеличение в чистой прибыли за год	**5.610.963**

Влияние пересчетов, относящихся к изменению учетной политики и применению метода объединения долей, на результаты деятельности Группы за год, закончившийся 31 декабря 2008 года, представлено в следующей таблице:

Влияние на результаты деятельности за год, закончившийся 31 декабря 2008 года	
Уменьшение в выручке от реализованной продукции и оказанных услуг	(584.995.524)
Уменьшение себестоимости реализованной продукции и оказанных услуг	133.269.536
Уменьшение в общих и административных расходах	39.956.026
Уменьшение в расходах по транспортировке и реализации	62.197.628
Уменьшение в обесценении основных средств	6.169.842
Уменьшение в убытке от выбытия основных средств, нетто	495.861
Изменения в прочих операционных доходах и расходах, нетто	1.836.426
Уменьшение отрицательной курсовой разнице, нетто	1.627.295
Уменьшение в финансовом доходе	(1.947.527)
Уменьшение в финансовых затратах	76.342.973
Увеличение в доле в доходах совместных предприятий и ассоциированных компаний	217.396.331
Уменьшение в расходах по подоходному налогу	53.262.096
Уменьшение в прибыли за период	**5.610.963**

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Пересчет в связи с изменением в учётной политике и объединением долей в АО «КазМорТрансФлот» (продолжение)

В добавление к пересчету, описанному выше, были сделаны определенные перегруппировки в консолидированном отчете о совокупном доходе за 2008 год для соответствия представлению отчетности за текущий период. В 2009 году Группа пересмотрела представление доходов и расходов в консолидированном отчёте о совокупном доходе и определила, что более достоверным представлением будет учёт реализованных и нереализованных доходов по производным инструментам на нетто основе и их перегруппировка из выручки в себестоимость реализации. Влияние на сравнительные данные 2008 года заключалось в снижении доходов и себестоимости реализации на 23.165.730 тысяч тенге для реализованных доходов и 3.845.548 тысяч тенге для нереализованных доходов.

Кроме того, Группа учла некоторые перегруппировки по данным за 2008 года в отношении показателей прекращённой деятельности, как это раскрыто в Примечании 6.

Консолидация

Консолидированная финансовая отчётность включает финансовую отчётность Компании и контролируемых ею дочерних организаций (Примечание 35).

Дочерние организации

Дочерние организации, это все предприятия, в отношении которых у Группы есть полномочия на управление финансовой и операционной политикой, что, как правило, подразумевает владение более чем половиной акций, имеющих право голоса. Наличие и влияние потенциального права голоса, которое может использоваться в настоящее время или может конвертироваться, принимается во внимание при оценке контроля Группы над другим предприятием. Дочерние организации консолидируются с даты перехода к Группе контроля над ними. Консолидация прекращается с даты потери контроля над такими предприятиями.

Финансовая отчетность дочерних компаний подготовлена за тот же отчетный период, что и отчетность материнской компании на основе последовательного применения учетной политики для всех компаний Группы. Все внутригрупповые остатки, доходы и расходы, нереализованные доходы и расходы, а также дивиденды, возникающие в результате осуществления операций внутри Группы, полностью исключены.

Доля меньшинства представляет собой часть прибыли или убытков и чистых активов, не принадлежащих Группе. Доля меньшинства представлена отдельно в консолидированном отчете о совокупном доходе, и отдельно от акционерного капитала материнской компании в составе капитала в консолидированном отчете о финансовом положении

Разница между балансовой стоимостью приобретаемой доли в чистых активах дочернего предприятия и стоимостью приобретения этой доли отражается как увеличение или уменьшение нераспределенной прибыли.

Выбытие доли меньшинства учитывается с использованием «метода предприятий», согласно которому Группа признает такие выбытия как сделки с акционерами, при этом доходы или убытки не признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе, также не осуществляются корректировки гудвила.

Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании

Группа имеет доли участия в совместных предприятиях в форме совместно контролируемых компаний, в которых участники совместной деятельности вступили в договорное соглашение, устанавливающее совместный контроль над экономической деятельностью компаний. Также, Группа имеет доли участия в ассоциированных компаниях, в которых она имеет существенно влияние над их экономической деятельностью. Инвестиции Группы в совместные предприятия и ассоциированные компании учитываются по методу долевого участия.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Консолидация (продолжение)

Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании (продолжение)

В соответствии с методом долевого участия инвестиции в совместное предприятие / ассоциированную компанию учитываются в консолидированном отчете о финансовом положении по первоначальной стоимости плюс изменения, возникшие после приобретения в доле чистых активов совместного предприятия / ассоциированной компании, принадлежащей Группе. Гудвил, относящийся к совместному предприятию / ассоциированной компании, включается в балансовую стоимость инвестиции и не амортизируется, а также не подвергается отдельной проверке на предмет обесценения.

Консолидированный отчет о совокупно доходе отражает долю финансовых результатов деятельности совместного предприятия /ассоциированной компании. Если имело место изменение, непосредственно признанное в капитале совместного предприятия / ассоциированной компании, Группа признает свою долю такого изменения и раскрывает этот факт, когда это применимо, в консолидированном отчете об изменениях в капитале. Нереализованные прибыли и убытки, возникающие по операциям Группы с совместным предприятием / ассоциированной компанией, исключены в той степени, в которой Группа имеет долю участия в совместном предприятии / ассоциированной компании.

Доля в прибыли совместных предприятий / ассоциированных компаний представлена непосредственно в консолидированном отчете о совокупном доходе. Она представляет собой прибыль, приходящуюся на акционеров совместного предприятия / ассоциированной компании, и поэтому определяется как прибыль после учета налогообложения и доли меньшинства в дочерних компаниях совместных предприятий / ассоциированных компаний.

Финансовая отчетность совместного предприятия / ассоциированной компании составляется за тот же отчетный период, что и финансовая отчетность материнской компании. В случае необходимости в нее вносятся корректировки с целью приведения учетной политики в соответствие с учетной политикой Группы.

После применения метода долевого участия Группа определяет необходимость признания дополнительного убытка от обесценения по инвестициям Группы в совместные предприятия / ассоциированные компании. На каждую отчетную дату Группа устанавливает наличие объективных свидетельств обесценения инвестиций в совместные предприятия / ассоциированные компании. В случае наличия таких свидетельств Группа рассчитывает сумму обесценения как разницу между возмещаемой стоимостью совместного предприятия / ассоциированной компании и ее балансовой стоимостью, и признает эту сумму в консолидированном отчете о о совокупном доходе.

В случае потери существенного влияния над совместным предприятием / ассоциированной компанией Группа оценивает и признает оставшиеся инвестиции по справедливой стоимости. Разница между балансовой стоимостью совместного предприятия / ассоциированной компании на момент потери существенного влияния и справедливой стоимостью оставшихся инвестиций и поступлениями от выбытия признается в составе прибыли или убытка.

Внеоборотные активы, классифицированные как предназначенные для продажи, и прекращенная деятельность

Внеоборотные активы и группы выбытия, классифицированные как предназначенные для продажи, оцениваются по меньшему из двух значений – балансовой стоимости и справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу. Внеоборотные активы и группы выбытия классифицируются как предназначенные для продажи, если их балансовая стоимость подлежит возмещению посредством сделки по продаже, а не в результате продолжающегося использования. Данное условие считается соблюденным лишь в том случае, если вероятность продажи высока, а актив или группа выбытия могут быть незамедлительно проданы в своем текущем состоянии. Руководство должно иметь твердое намерение совершить продажу, в отношении которой должно ожидаться соответствие критериям признания в качестве завершенной сделки продажи в течение одного года с даты классификации.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Консолидация (продолжение)

Внеоборотные активы, классифицированные как предназначенные для продажи, и прекращенная деятельность (продолжение)

В консолидированном отчете о совокупном доходе за отчетный период, а также за сравнительный период прошлого года, доходы и расходы от прекращенной деятельности учитываются отдельно от обычных доходов и расходов с понижением до уровня чистой прибыли после налогообложения, даже если после продажи Группа сохраняет долю меньшинства в дочерней организации. Прибыль или убыток после вычета налогов представляются в консолидированном отчете о совокупном доходе отдельно.

Основные средства после классификации в качестве предназначенных для продажи не подлежат амортизации.

Объединение предприятий

Объединение предприятий учитывается по методу покупки. Стоимость приобретения оценивается как справедливая стоимость предоставленных активов, выпущенных долевых инструментов и взятых на себя либо понесенных обязательств на дату обмена плюс затраты, непосредственно связанные с приобретением. Приобретенные в ходе объединения бизнеса идентифицируемые активы, а также взятые на себя обязательства и условные обязательства первоначально оцениваются по справедливой стоимости на дату приобретения вне зависимости от размера доли меньшинства.

Гудвил первоначально оценивается по себестоимости, которая является превышением стоимости приобретения над долей Группы в справедливой стоимости чистых идентифицируемых активов, обязательств и условных обязательств на дату приобретения. Если стоимость приобретения меньше справедливой стоимости чистых активов приобретенной дочерней организации, разница признается непосредственно в прибылях и убытках.

Объединение предприятий, произведенное поэтапно, учитывается в разрезе отдельных этапов. Дополнительно приобретаемая доля не влияет на ранее признанный гудвил.

После первоначального признания, Группа оценивает гудвил, приобретенный при объединении предприятий, по стоимости за минусом любых накопленных убытков по обесценению. Для целей тестирования на предмет обесценения, гудвил, приобретенный в результате объединения предприятий, с момента приобретения, распределяется на единицы, генерирующие денежные потоки, которые, как ожидается, получат экономические выгоды от объединения, независимо от того относятся ли другие активы и обязательства приобретенного предприятия к этим единицам.

Приобретение дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем

Приобретение дочерних организаций у сторон, находящихся под общим контролем, учитывается с использованием метода объединения долей.

Активы и обязательства дочерней организации, передаваемой под общим контролем, учитываются в настоящей консолидированной финансовой отчетности по балансовой стоимости передающей организации («Предшественник») на дату передачи. Соответствующий гудвил, объективно учитываемый при первоначальном приобретении Предшественника, также отражается в настоящей консолидированной финансовой отчетности. Разница между общей балансовой стоимостью чистых активов, включая гудвил Предшественника, и уплаченным вознаграждением, отражается в настоящей консолидированной финансовой отчетности как корректировка капитала.

Данная консолидированная финансовая отчетность, включая сравнительные данные, представляется исходя из допущения о том, что дочерняя организация была приобретена Группой на дату, на которую она была первоначально приобретена Предшественником.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Расходы по разведке и разработке нефти и природного газа

Затраты до приобретения лицензий

Затраты, понесенные до приобретения лицензий, относятся на расходы в том периоде, в котором они были понесены.

Затраты по приобретению лицензий и имущества

Затраты по приобретению лицензий и имущества капитализируются и классифицируются как нематериальные активы. Каждый объект по разведке рассматривается ежегодно на предмет подтверждения того, что буровые работы запланированы, и он не обесценился. Если будущие работы не запланированы, балансовая стоимость затрат на приобретение лицензий на разведку и соответствующих объектов списывается. При обнаружении экономически обоснованных извлекаемых запасов («доказанных запасов» или «коммерческих запасов») и при внутреннем утверждении разработки, балансовая стоимость затрат на приобретение лицензий на разведку и соответствующих объектов, в разрезе по месторождениям, объединяется с затратами по разведке и переносится в нефтегазовое имущество.

Затраты на разведку и оценку

Как только получено юридическое право на проведение разведки, затраты на геологические и геофизические исследования и затраты, непосредственно относящиеся к разведочной скважине, капитализируются как нематериальные или материальные активы по разведке и оценке, в соответствии с характером затрат, до тех пор, пока не будет завершено бурение скважины и результаты такого бурения не будут оценены. Такие затраты включают в себя оплату работникам, использованные материалы и горючее, стоимость буровой вышки и платежи подрядчикам. Если запасы не обнаружены, актив по разведке тестируется на обесценение, если извлекаемые углеводороды обнаружены, и подлежат дальнейшей оценке, которая может включать бурение других скважин, коммерческая разработка которых достаточно вероятна, то затраты продолжают учитываться как нематериальный актив, пока не будет достигнут обоснованный /непрерывный прогресс в оценке коммерческого извлечения углеводородов. Все затраты такого рода подлежат технической, коммерческой и управленческой проверке, равно как и проверке на обесценение, по крайней мере раз в год, для того, чтобы подтвердить намерение о продолжении разработки или какого-либо другого способа извлечения пользы из обнаружения. В противном случае затраты списываются. Когда определены доказанные запасы нефти и принимается решение на продолжение разработки, тогда соответствующие затраты переводятся в состав нефтегазового имущества после оценки обесценения и признания возникшего убытка от обесценения.

Затраты на разработку

Затраты на строительство, установку и завершение объектов инфраструктуры, таких как платформы, трубопроводы и бурение разработочных скважин, включая сухие разработочные скважины или оконтуривающие скважины, капитализируются в составе нефтегазового имущества.

Нефтегазовое имущество и прочие основные средства

Нефтегазовое имущество и прочие основные средства учитываются по первоначальной стоимости за минусом накопленной амортизации, истощения и обесценения.

Первоначальная стоимость активов состоит из цены приобретения или строительства, затрат по процентам по долгосрочным проектам строительства, при соблюдении критерии признания, затрат, непосредственно относящихся к приведению актива в рабочее состояние и первоначальную оценку затрат по ликвидации актива, при необходимости. Ценой приобретения или строи («DD&A). зляется совокупная уплаченная стоимость и справедливая стоимость любого вида вознаграждения, предоставленного для приобретения актива.

Нефтегазовое имущество амортизируется с использованием производственного метода, тогда как материальные активы амортизируются по доказанным разработанным запасам, а нематериальные активы по доказанным запасам. Некоторое нефтегазовое имущество со сроками полезной службы меньше остаточного срока службы месторождений амортизируются прямолинейным методом в течение срока полезной службы от 4 до 10 лет.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Нефтегазовое имущество и прочие основные средства (продолжение)

Основные средства, помимо нефтегазовых активов, в основном включают здания, машины и оборудование, которые амортизируются прямолинейным методом в течение следующих сроков полезной службы:

Активы НПЗ	4-100 лет
Трубопроводы	10-30 лет
Здания и сооружения	8-100 лет
Машины и оборудование	3-30 лет
Транспортные средства	5-10 лет
Прочее	4-20 лет

Предполагаемый срок полезной службы основных средств пересматривается на ежегодной основе, и при необходимости, изменения в сроках корректируются в последующих периодах.

Балансовая стоимость основных средств пересматривается на предмет обесценения в тех случаях, когда происходят какие-либо события или изменения в обстоятельствах, указывающие на то, что балансовая стоимость не является возмещаемой.

Прекращение признания объекта основных средств, включая добывающие скважины, которые прекратили добычу коммерческих объемов углеводородов и предназначены для ликвидации, происходит при выбытии или в случае, если в будущем не ожидается получения экономических выгод от использования данного актива. Доходы или расходы, возникающие в результате прекращения признания актива (рассчитанные как разница между чистыми поступлениями от выбытия и балансовой стоимостью актива), включаются в прибыля и убытки за тот период, в котором произошло прекращение признания актива.

Нематериальные активы

Нематериальные активы учитываются по стоимости, за минусом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения. Нематериальные активы включают затраты на приобретение лицензий на разведку нефтегазовых ресурсов, компьютерных программ и гудвил. Нематериальные активы, приобретенные отдельно, первоначально оцениваются по стоимости приобретения. Первоначальная стоимость – это совокупная уплаченная сумма и справедливая стоимость любого другого вознаграждения, предоставленного для приобретения актива.

Нематериальные активы, за исключением гудвила, амортизируются прямолинейным методом в течении расчетного оставшегося срока полезной службы. Ожидаемый срок полезной службы активов пересматривается на ежегодной основе, и при необходимости, изменения в сроках корректируются в последующих периодах. Срок полезной службы компьютерного программного обеспечения составляет от 3 до 7 лет.

Балансовая стоимость нематериальных активов анализируется на обесценение в тех случаях, когда события или изменения в обстоятельствах указывают на то, что балансовая стоимость не может быть возмещена.

Гудвил тестируется на обесценение ежегодно (по состоянию на 31 декабря), а также в случаях, когда события или обстоятельства указывают на то, что его балансовая стоимость может быть обесценена.

Обесценение гудвила определяется путем оценки возмещаемой стоимости подразделений, генерирующих денежные потоки (или группы подразделений, генерирующих денежные потоки), к которым относится гудвил. Если возмещаемая стоимость подразделений, генерирующих денежные потоки, меньше их балансовой стоимости, то признается убыток от обесценения. Убыток от обесценения гудвила не может быть восстановлен в будущих периодах.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Обесценение нефинансовых активов

На каждую отчетную дату Группа определяет, имеются ли признаки возможного обесценения актива. Если такие признаки имеют место, или если требуется проведение ежегодной проверки актива на обесценение, Группа производит оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки (ПГДП) – это наибольшая из следующих величин: справедливая стоимость актива (ПГДП), за вычетом затрат на продажу, и ценность от использования актива (ПГДП). Возмещаемая стоимость определяется для отдельного актива, за исключением случаев, когда актив не генерирует притоки денежных средств, которые, в основном, независимы от притоков, генерируемых другими активами или группами активов. Если балансовая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки, превышает его возмещаемую стоимость, актив считается обесцененным и списывается до возмещаемой стоимости. При оценке ценности от использования будущие денежные потоки дисконтируются по ставке дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу. При определении справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу применяется соответствующая модель оценки. Эти расчеты подтверждаются оценочными коэффициентами, котировками цен свободно обращающихся на рынке акций дочерних компаний или прочими доступными показателями справедливой стоимости.

Убытки от обесценения продолжающейся деятельности признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе в составе тех категорий расходов, которые соответствуют функции обесцененного актива.

На каждую отчетную дату Группа определяет, имеются ли признаки того, что ранее признанные убытки от обесценения актива, за исключением гудвила, больше не существуют или сократились. Если такой признак имеется, Группа рассчитывает возмещаемую стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки. Ранее признанные убытки от обесценения восстанавливаются только в том случае, если имело место изменение в оценке, которая использовалась для определения возмещаемой стоимости актива, со времени последнего признания убытка от обесценения. Восстановление ограничено таким образом, что балансовая стоимость актива не превышает его возмещаемой стоимости, а также не может превышать балансовую стоимость, за вычетом амортизации, по которой данный актив признавался бы в случае, если в предыдущие годы не был бы признан убыток от обесценения. Такое восстановление стоимости признается в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Обязательство по выбытию актива (вывод из эксплуатации)

Резервы на вывод из эксплуатации признаются в полном объеме на дисконтированной основе тогда, когда у Группы 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. Признаваемая сумма представляет собой текущую стоимость оцененных будущих расходов, определенных в соответствии с местными условиями и требованиями. Также производится признание соответствующего основного средства, сумма которого эквивалента размеру резерва. Впоследствии, данный актив амортизируется в рамках капитальных затрат по производственным средствам и средствам транспортировки на основе производственного метода.

Изменения в оценке существующего резерва по выводу из эксплуатации, которые явились результатом изменений в расчетном сроке или сумме оттока ресурсов, лежащих в основе экономических выгод, необходимых для погашения обязательства, или изменение в ставке дисконтирования, учитываются таким образом, что:

(a) изменения в резерве прибавляются или вычитаются из стоимости соответствующего актива в текущем периоде;

(b) сумма, вычтенная из стоимости актива, не должна превышать его балансовую стоимость. Если снижение в резерве превышает балансовую стоимость актива, тогда превышение незамедлительно признается в консолидированном отчете о совокупном доходе; и

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Обязательство по выбытию актива (вывод из эксплуатации) (продолжение)

(c) в случае, если корректировка приводит к увеличению стоимости актива, Группа рассматривает, является ли это показателем того, что новая балансовая стоимость актива не может быть полностью возмещена. Если это является таким показателем, Группа осуществляет тестирование актива на обесценение посредством оценки его возмещаемой стоимости и учитывает любой убыток по обесценению в соответствии с МСБУ 36.

Финансовые активы

Первоначальное признание и оценка

Финансовые активы, находящиеся в сфере действия МСФО (IAS) 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. Группа 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 депозиты, торговую и прочую дебиторскую задолженность, займы и прочие суммы к получению, котируемые и некотируемые финансовые инструменты, а также производные финансовые инструменты.

Последующая оценка

Последующая оценка финансовых активов следующим образом зависит от их классификации:

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Последующая оценка (продолжение)

Займы и дебиторская задолженность

Займы и дебиторская задолженность представляют собой непроизводные финансовые активы с установленными или определяемыми выплатами, которые не котируются на активном рынке. После первоначального признания финансовые активы такого рода оцениваются по амортизированной стоимости, определяемой с использованием метода эффективной процентной ставки, за вычетом убытков от обесценения. Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация на основе использования эффективной процентной ставки включается в состав доходов от финансирования в прибылях или убытках. Расходы, обусловленные обесценением, признаются в составе затрат по финансированию.

Инвестиции, удерживаемые до погашения

Непроизводные финансовые активы с фиксированными или определяемыми платежами и фиксированным сроком погашения классифицируются как инвестиции, удерживаемые до погашения, когда Группа твердо намерена и способна удерживать их до срока погашения. После первоначальной оценки инвестиции, удерживаемые до погашения, оцениваются по амортизированной стоимости, определяемой с использованием метода эффективной процентной ставки, за вычетом убытков от обесценения. Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав финансовых доходов. Расходы, обусловленные обесценением, признаются в прибылях и убытках в составе затрат по финансированию.

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

Имеющиеся в наличии для продажи финансовые инвестиции включают в себя долевые и долговые ценные бумаги. Долевые инвестиции, классифицированные в качестве имеющихся в наличии для продажи, - это такие инвестиции, которые не были классифицированы ни как предназначенные для торговли, ни как переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Долговые ценные бумаги в данной категории – это такие ценные бумаги, которые компания намеревается удерживать в течение неопределенного периода времени и которые могут быть проданы для целей обеспечения ликвидности или в ответ на изменение рыночных условий.

После первоначальной оценки финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи, оцениваются по справедливой стоимости, а нереализованные доходы или расходы по ним признаются в качестве прочего совокупного дохода в составе фонда инструментов, имеющихся в наличии для продажи, вплоть до момента прекращения признания инвестиции, в который накопленные доходы или расходы переклассифицируются из фонда инструментов, имеющихся в наличии для продажи и признаются в качестве затрат по финансированию.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Последующая оценка (продолжение)

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи (продолжение)

Группа оценила свои финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, на предмет справедливости допущения о возможности и наличии намерения продать их в ближайшем будущем. Если Группа не в состоянии осуществлять торговлю данными активами ввиду отсутствия активных рынков для них и намерения руководства относительно их продажи в ближайшем будущем изменились, Группа в редких случаях может принять решение о переклассификации таких финансовых активов. Переклассификация в категорию займов и дебиторской задолженности разрешается в том случае, если финансовый актив удовлетворяет определению займов и дебиторской задолженности, и при этом Группа имеет возможность и намеревается удерживать данные активы в обозримом будущем или до погашения. Переклассификация в состав инструментов, удерживаемых до погашения, разрешается только в том случае, если компания имеет возможность и намеревается удерживать финансовый актив до погашения.

В случае финансовых активов, переклассифицированных из состава категории «имеющиеся в наличии для продажи», связанные с ними доходы или расходы, ранее признанные в составе капитала, амортизируются в составе прибыли или убытка на протяжении оставшегося срока инвестиций с применением эффективной процентной ставки. Разница между новой оценкой амортизированной стоимости и ожидаемыми денежными потоками также амортизируется на протяжении оставшегося срока использования актива с применением эффективной процентной ставки. Если впоследствии устанавливается, что актив обесценился, сумма, отраженная в капитале, переклассифицируется в прибыли и убытки.

Прекращение признания

Финансовый актив (или, где применимо – часть финансового актива или часть группы аналогичных финансовых активов) прекращает признаваться на балансе, 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.

Продолжающееся участие, которое принимает форму гарантии по переданному активу, признается по наименьшей из следующих величин: первоначальной балансовой стоимости актива или максимальной суммой, выплата которой может быть потребована от Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Обесценение финансовых активов

На каждую отчетную дату Группа 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 отказами 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 процентная ставка по займу является переменной, ставка дисконтирования для оценки убытка от обесценения представляет собой текущую эффективную ставку 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. Займы вместе с соответствующими резервами списываются с отчета о финансовом положении, если отсутствует реалистичная перспектива их возмещения в будущем, а все доступное обеспечение было реализовано либо передано Группе. Если в течение следующего года сумма расчетного убытка от обесценения увеличивается либо уменьшается ввиду какого-либо события, произошедшего после признания обесценения, сумма ранее признанного убытка от обесценения увеличивается либо уменьшается посредством корректировки счета резерва. Если предыдущее списание стоимости финансового инструмента впоследствии восстанавливается, сумма восстановления будущее ается в составе затрат по финансированию.

Текущая стоимость ожидаемых денежных потоков дисконтируется по изначальной эффективной ставке процента финансового актива. Если процентная ставка плавающая, то ставкой дисконтирования для анализа на обесценение является текущая эффективная ставка процента.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Обесценение финансовых активов (продолжение)

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

В отношении финансовых инвестиций, имеющихся в наличии для продажи, Группа на каждую отчетную дату оценивает существование объективных свидетельств того, что инвестиция или группа инвестиций подверглись обесценению.

В случае инвестиций в долевые инструменты, классифицированных как имеющиеся в наличии для продажи, объективные свидетельства будут включать значительное или продолжительное снижение справедливой стоимости инвестиций ниже уровня их первоначальной стоимости. «Значительность» необходимо оценивать в сравнении с первоначальной стоимостью инвестиций, а «продолжительность» - в сравнении с периодом, в течение которого справедливая стоимость была меньше первоначальной стоимости. При наличии свидетельств обесценения, сумма совокупного убытка, оцененная как разница между стоимостью приобретения и текущей справедливой стоимостью, за вычетом ранее признанного в убытка от обесценения по данным инвестициям, исключается из прочего совокупного дохода и признается в текущем периоде через прибыли или убытки. Убытки от обесценения по инвестициям в долевые инструменты не восстанавливаются через доходы текущего периода, увеличение их справедливой стоимости после обесценения признается непосредственно в составе прочего совокупного дохода.

В случае долговых инструментов, классифицированных как имеющиеся в наличии для продажи, обесценение оценивается на основе тех же критериев, которые применяются в отношении финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости. Однако сумма отраженного убытка от обесценения представляет собой накопленный убыток, оцененный как разница между амортизированной стоимостью и текущей справедливой стоимостью, за вычетом убытка от обесценения по данным инвестициям, ранее признанного как расходы периода.

Начисление процентов в отношении уменьшенной балансовой стоимости актива продолжается по процентной ставке, использованной для дисконтирования будущих денежных потоков с целью оценки убытка от обесценения. Процентные доходы отражаются в составе доходов от финансирования. Если в течение следующего года справедливая стоимость долгового инструмента возрастает, и данный рост можно объективно связать с событием, произошедшим после признания убытка от обесценения, убыток от обесценения восстанавливается через доходы текущего периода.

Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы учитываются по наименьшей из двух величин: себестоимости и чистой стоимости реализации по методу ФИФО. Стоимость включает в себя все затраты, понесенные в ходе обычной деятельности, связанные с доставкой запасов на место и приведением их в текущее состояние. Стоимостью сырой нефти и нефтепродуктов является их себестоимость добычи, включая соответствующую часть расходов на износ, истощение и амортизацию и накладных расходов на основе среднего объема производства. Чистая стоимость реализации сырой нефти и нефтепродуктов основывается на предполагаемой цене реализации при нормальном развитии деятельности, за вычетом любых расходов, необходимых для завершения процесса такой реализации.

Налог на добавленную стоимость (НДС)

Налоговые органы позволяют производить погашение НДС по продажам и приобретениям на нетто основе. НДС к возмещению представляет собой НДС по приобретениям на внутреннем рынке, за вычетом НДС по продажам на внутреннем рынке. Продажи на экспорт имеют нулевую ставку.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты включают в себя наличность в кассе, средства, находящиеся на вкладах до востребования, прочие краткосрочные высоколиквидные инвестиции с первоначальным сроком погашения не более трех месяцев.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Конвертируемые долговые инструменты, приобретенные при объединении предприятий

Компонент конвертируемого долгового инструмента, приобретенный при объединении предприятий, который имеет характеристики обязательства, признаётся в отчете о финансовом положении как обязательство, за вычетом затрат по сделке. Справедливая стоимость компонента обязательства определяется по рыночной ставке, применяемой для аналогичных неконвертируемых обязательств; эта сумма классифицируется как финансовое обязательство, оцениваемое по амортизированной стоимости до погашения при конвертации или выкупе.

Опционы пут, возникающие при объединении предприятий

Если при объединении предприятий Группа становится стороной опциона пут по оставшейся доле меньшинства в приобретенном предприятии, Группа оценивает, дает ли участие в таком опционе доступ к выгодам и рискам, связанным с правом собственности на такую долю меньшинства.

Когда установлено, что опцион пут по оставшимся акциям дает доступ к выгодам и рискам долевого владения, объединение предприятий учитывается на основании того, что акции, обусловленные опционом пут, были приобретены. Справедливая стоимость обязательства для миноритарных акционеров по опциону пут признается как часть стоимости объединения предприятий. Любая разница между такой стоимостью и долей в чистых активах, которая в ином случае рассматривалась бы как относящаяся к доле меньшинства, отражается в составе гудвила. Любые дивиденды, впоследствии объявленные и выплаченные таким миноритарным акционерам, до исполнения опциона, напрямую отражаются в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Впоследствии, финансовое обязательство оценивается в соответствии с требованиями МСБУ 39. Изменения в справедливой стоимости финансового обязательства, а также любые финансовые выплаты напрямую учитываются в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Финансовые обязательства

Первоначальное признание и оценка

Финансовые обязательства, находящиеся в сфере действия МСФО (IAS) 39, классифицируются соответственно как финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты и заимствования, или производные инструменты, определенные в качестве инструментов хеджирования при эффективном хеджировании. Группа классифицирует свои финансовые обязательства при их первоначальном признании.

Финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной в случае займов и кредитов на непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность, банковские овердрафты, кредиты и займы, а также производные финансовые инструменты.

Последующая оценка

Последующая оценка финансовых обязательств зависит от их классификации следующим образом:

Финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток

Категория «финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток» включает финансовые обязательства, предназначенные для торговли, и финансовые обязательства, определенные при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Финансовые обязательства классифицируются как предназначенные для торговли, если они приобретены с целью продажи в ближайшем будущем. Эта категория включает производные финансовые инструменты, в которых Группа является стороной по договору, не определенные в качестве инструментов хеджирования в операции хеджирования, как они определены в МСФО (IAS) 39. Выделенные встроенные производные инструменты также классифицируются в качестве предназначенных для торговли, за исключением случаев, когда они определяются как инструменты эффективного хеджирования.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые обязательства

Последующая оценка (продолжение)

Финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток (продолжение)

Доходы и расходы по обязательствам, предназначенным для торговли, признаются в прибылях и убытках.

Группа не имеет финансовых обязательств, определенных ею при первоначальном признании в качестве переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Торговая и прочая кредиторская задолженность

Торговая кредиторская задолженность первоначально отражается по справедливой стоимости, и в последующем оценивается по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной ставки процента.

Кредиты и займы

После первоначального признания процентные кредиты и займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Доходы и расходы по таким финансовым обязательствам признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе при прекращении их признания, а также по мере начисления амортизации с использованием эффективной процентной ставки.

Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав затрат по финансированию.

Займы классифицируются как текущие обязательства, если только Группа не обладает безусловным правом отсрочить выплату как минимум на 12 месяцев после отчётной даты. Затраты по займам, которые непосредственно относятся к приобретению, строительству или производству квалифицируемого актива, капитализируются как часть стоимости такого актива. Прочие затраты по займам признаются как расходы в момент возникновения.

Прекращение признания

Признание финансового обязательства в консолидированном 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 в прибылях или убытках.

Резервы

Резервы отражаются в консолидированной финансовой отчетности тогда, когда Группа имеет текущее (правовое или вытекающее из практики) обязательство в результате событий, произошедших в прошлом, а также существует вероятность того, что произойдет отток средств, связанных с экономическими выгодами, для погашения обязательства, и может быть произведена соответствующая достоверная оценка этого обязательства. Если Группа ожидает, что резерв будет возмещен, к примеру, по договору страхования, возмещение отражается как отдельный актив, но только тогда, когда возмещение является бесспорным.

Если влияние временной стоимости денежных средств является существенным, резервы рассчитываются посредством дисконтирования ожидаемого будущего движения денежных средств по ставке до уплаты налогов, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денежных средств и, там где это уместно, риски, присущие обязательству. При использовании дисконтирования, увеличение резерва вследствие истечения времени признается как финансовые затраты.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Выплаты работникам

Пенсионный план

Выплаты по пенсионной программе с заранее определёнными пенсионными взносами относятся на расходы по мере выплаты. Выплаты по государственной системе пенсионного обеспечения рассматриваются как пенсионные планы с установленными взносами, когда обязательства Группы по данному плану равны обязательствам, возникающим по пенсионной программе с заранее определёнными пенсионными взносами.

Признание выручки

Выручка признается, если существует вероятность того, что Группа получит экономические выгоды, и если выручка может быть надежно оценена. Выручка оценивается по справедливой стоимости полученного вознаграждения, за вычетом скидок и прочих налогов или пошлин с продажи. Для признания выручки в консолидированной финансовой отчетности должны выполняться следующие критерии:

Продажа товаров

Доходы от реализации сырой нефти, нефтепродуктов, газа и прочих товаров признаются тогда, когда произошла поставка товара, и риски и право собственности были переданы покупателю.

Предоставление услуг

Доходы от предоставленных услуг, таких, как услуги по транспортировке, признаются в момент оказания услуг.

Агентское вознаграждение от выплаты роялти в натуральной форме

Группа выступает в качестве агента Правительства Казахстана, которое представлено Министерством энергетики и минеральных ресурсов («МЭМР»), в продаже сырой нефти, полученной МЭМР от нефтедобывающих компаний в качестве их оплаты роялти в соответствии с их соглашениями о разделе прибыли (СРП) и соглашениями о недропользовании. Агентское вознаграждение Группы определяется как разница между ценой продажи сырой нефти, полученной по такому соглашению, и стоимостью такой нефти, как она определена в соглашении о недропользовании соответствующего СРП, заключенного МЭМР и нефтедобывающими компаниями. Агентское вознаграждение признается как доход тогда, когда осуществляется продажа сырой нефти.

Признание расходов

Расходы учитываются в момент возникновения и отражаются в консолидированной финансовой отчетности в периоде, к которому они относятся, на основе метода начисления.

Производные финансовые инструменты

Дочерняя организация Группы, занимающаяся торговой деятельностью, заключает контракты на приобретение и реализацию сырой нефти и нефтепродуктов с датами поставок в будущем. В основном, вследствие заключения данных контрактов дочерняя организация подвергается товарному риску, относящемуся к изменению справедливой стоимости сырой нефти и связанных нефтепродуктов.

Дочерняя организация Группы, занимающаяся торговой деятельностью, применяет финансовые инструменты (в основном фьючерсы, опционы и свопы) для хеджирования своих рисков, связанных с колебаниями справедливой стоимости в отношении определенных безусловных обязательств и прогнозируемых операций. Использование финансовых инструментов регулируется политиками дочерней организации, одобренными ее Советом директоров, который в письменном виде составляет принципы использования финансовых инструментов.

При первоначальной оценке производные финансовые инструменты оцениваются по справедливой стоимости на дату заключения контракта, и переоцениваются по справедливой стоимости на каждую последующую дату составления отчетности. Изменения в справедливой стоимости финансовых инструментов признаются в прибылях и убытках по мере их возникновения.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Подоходный налог

Подоходный налог за год включает текущий подоходный налог, налог на сверхприбыль и отсроченный налог.

Налоговые активы и обязательства по текущему налогу за текущие и предыдущие периоды оцениваются по сумме, предполагаемой к возмещению от налоговых органов или к уплате налоговым органам. Налоговые ставки и налоговое законодательство, применяемые для расчета данной суммы, - это ставки и законодательство, принятые или фактически узаконенные на отчетную дату.

Текущий подоходный налог, относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Налог на сверхприбыль («НСП») рассматривается как подоходный налог и образует часть расходов по подоходному налогу. В соответствии с существующим налоговым законодательством, вступившим в силу с 1 января 2009 года, Группа начисляет и выплачивает НСП в отношении каждого контракта на недропользование по переменным ставкам на основании соотношения совокупного годового дохода к вычетам за год по каждому отдельному контракту на недропользование. Соотношение совокупного годового дохода к вычетам в каждом налоговом году, который инициирует применение НСП, составляет 1,25:1. Ставки НСП применяются к части налогового чистого дохода (налогооблагаемый доход после вычета КПН и разрешенных корректировок) в отношении каждого контракта на недропользование свыше 25% вычетов, относящихся к каждому контракту.

Отсроченный налог рассчитывается как для корпоративного подоходного налога, так и для налога на сверхприбыль. Отсроченный налог на сверхприбыль рассчитывается по временным разницам для активов, отнесенных к контрактам на недропользование, по ожидаемой ставке налога на сверхприбыль, подлежащей к уплате по контракту.

Отсроченный подоходный налог рассчитывается по методу обязательств путем определения временных разниц на отчетную дату между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой стоимостью для целей финансовой отчетности.

Обязательства по отсроченному подоходному налогу признаются по всем налогооблагаемым временным разницам, кроме случаев, когда:

- обязательство по отсроченному подоходному налогу возникает в результате первоначального признания гудвила, актива или обязательства, в ходе сделки, не являющейся объединением бизнеса, и на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток; и

- в отношении налогооблагаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании, ассоциированные компании, а также с долями участия в совместной деятельности, если материнская компания может контролировать распределение во времени уменьшения временной разницы, и существует значительная вероятность того, что временная разница не будет уменьшена в обозримом будущем.

Активы по отсроченному подоходному налогу признаются по всем вычитаемым временным разницам, неиспользованным налоговым льготам и неиспользованным налоговым убыткам, в той степени, в которой существует значительная вероятность того, что будет существовать налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть зачтены вычитаемые временные разницы, неиспользованные налоговые льготы и неиспользованные налоговые убытки, кроме случаев, когда:

- актив по отсроченному подоходному налогу, относящийся к вычитаемой временной разнице, возникает в результате первоначального признания актива или обязательства, которое возникло не вследствие объединения бизнеса, и которое на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток; и

- в отношении вычитаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании, ассоциированные компании, а также с долями участия в совместной деятельности, отложенные налоговые активы признаются только в той степени, в которой есть значительная вероятность того, что временные разницы будут использованы в обозримом будущем, и будет иметь место налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть использованы временные разницы.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Подоходный налог (продолжение)

Балансовая стоимость активов по отсроченному подоходному налогу пересматривается на каждую отчетную дату и снижается в той степени, в которой достижение достаточной налогооблагаемой прибыли, которая позволит использовать все или часть активов по отсроченному подоходному налогу, оценивается как маловероятное. Непризнанные активы по отсроченному подоходному налогу пересматриваются на каждую отчетную дату и признаются в той степени, в которой появляется значительная вероятность того, что будущая налогооблагаемая прибыль позволит использовать активы по отсроченному подоходному налогу.

Активы и обязательства по отсроченному подоходному налогу оцениваются по налоговым ставкам, которые, как предполагается, будут применяться в том отчетном году, в котором актив будет реализован, а обязательство погашено, на основе налоговых ставок (и налогового законодательства), которые по состоянию на отчетную дату были введены в действие или фактически узаконены.

Отсроченный подоходный налог, относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Активы и обязательства по отсроченному подоходному налогу зачитываются друг против друга, если имеется юридически закрепленное право зачёта текущих налоговых активов и обязательств, и отсроченные налоги относятся к одной и той же налогооблагаемой компании и налоговому органу.

Капитал

Уставный капитал

Затраты на оплату услуг третьим сторонам, непосредственно связанные с выпуском новых акций, за исключением случаев объединения предприятий, отражаются в составе собственного капитала как уменьшение суммы, полученной в результате данной эмиссии. Сумма превышения справедливой стоимости полученных средств над номинальной стоимостью выпущенных акций отражается как дополнительный оплаченный капитал.

Доля меньшинства

Доли меньшинства представляют собой доли участия в дочерних организациях, не принадлежащих Группе. Доли меньшинства на отчетную дату представляют собой долю миноритарных акционеров в справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств дочерней компании на дату приобретения, а также долю миноритарных акционеров в изменениях капитала, произошедших с момента объединения предприятий. Доли меньшинства представлены в составе капитала. Убытки, относимые на долю меньшинства, не превышают долю меньшинства в капитале дочерних организаций, за исключением случаев, когда миноритарные акционеры связаны обязательством по финансированию убытков. Все подобные убытки распределяются на акционера Компании.

Платежи на основе долевых инструментов

Работники Группы получают вознаграждение в форме выплат, основанных на операциях по долевым инструментам. Работники предоставляют услуги, за которые они получают вознаграждение долевыми инструментами дочерней организации, в которой они работают («сделки, расчеты по которым осуществляются долевыми инструментами»).

Стоимость сделок с работниками, расчеты по которым осуществляются долевыми инструментами, оценивается, исходя из справедливой стоимости таких инструментов на дату их предоставления. Справедливая стоимость определяется при помощи соответствующей модели оценки.

Расходы по операциям по выплатам на основе долевых инструментов признаются одновременно с соответствующим увеличением в резервах по прочему капиталу в течение периода, в котором выполняются условия достижения результатов деятельности и/или условия выслуги определенного срока, и заканчивающегося на дату, когда работники получают полное право на вознаграждение (дата перехода права на получение вознаграждения). Совокупные расходы по данным сделкам признаются на каждую отчетную дату до погашения обязательства пропорционально истекшему периоду на основании оптимальной оценки Группы в отношении количества долевых инструментов, которые будут переданы в качестве вознаграждения. Расход или доход в консолидированном отчете о совокупном доходе за период представляет собой изменение суммарного расхода, признанного на начало и конец периода.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

3. ОБЗОР СУЩЕСТВЕННЫХ АСПЕКТОВ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Капитал (продолжение)

Платежи на основе долевых инструментов (продолжение)

По вознаграждению долевыми инструментами, право на которое окончательно не переходит сотрудникам, расход не признается.

Если условия вознаграждения, выплачиваемого долевыми инструментами, изменены, расход признается, как минимум, в том размере, как если бы условия не были изменены. Кроме того, признается дополнительный расход по изменению, которое увеличивает общую справедливую стоимость вознаграждения долевыми инструментами, либо которое иным образом выгодно для работника, согласно оценке, произведенной на дату такого изменения.

Если вознаграждение, выплачиваемое долевыми инструментами, аннулируется, оно учитывается, как если бы право на него перешло на дату аннулирования. При этом все расходы, еще не признанные, признаются немедленно. Однако если аннулированное вознаграждение замещается новым, и новое вознаграждение рассматривается как замещение аннулированного вознаграждения на дату его предоставления, аннулированное и новое вознаграждение учитываются так, как если бы произошло изменение первоначального вознаграждения, как описано в предыдущем абзаце.

Дивиденды

Дивиденды признаются как обязательства и вычитаются из суммы капитала на отчетную дату только в том случае, если они были объявлены до отчетной даты включительно. Информация о дивидендах раскрывается в отчетности, если они были рекомендованы до отчетной даты, а также рекомендованы или объявлены после отчетной даты, но до даты утверждения консолидированной финансовой отчетности к выпуску.

События после отчетной даты

События, наступившие по окончании отчетного года, представляющие доказательство условий, которые существовали на дату подготовки отчета о финансовом положении (корректирующие события), отражаются в консолидированной финансовой отчетности. События, наступившие по окончании отчетного года и не являющиеся корректирующими событиями, раскрываются в примечаниях к отчетности, если они являются существенными.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ

Подготовка консолидированной финансовой отчетности Группы требует от ее руководства вынесения суждений, определения оценочных значений и допущений, которые влияют на указываемые в отчетности суммы выручки, расходов, активов и обязательств, а также на раскрытие информации об условных обязательствах на отчетную дату. Однако неопределенность в отношении этих допущений и оценочных значений может привести к результатам, которые в будущем могут потребовать существенных корректировок к балансовой стоимости актива или обязательства, в отношении которых делаются подобные допущения и оценки.

Запасы нефти и газа

Запасы нефти и газа являются существенным фактором в расчётах Группы по износу, истощению и амортизации. Группа оценивает свои запасы нефти и газа в соответствии с методикой Общества нефтегазовых инженеров. При оценке запасов по методике Общества нефтегазовых инженеров, 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 неопределённости. Неопределённость в основном зависит от объёма надёжных геологических и инженерных данных, доступных на момент оценки и интерпретации таких данных.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Запасы нефти и газа (продолжение)

Относительная степень неопределённости может быть выражена посредством отнесения запасов в одну из двух основных категорий: доказанные или недоказанные запасы. Существует большая определённость 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 неопределённости 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 расчёта ставок амортизации пропорционально объёму выполненной работы для начисления износа, истощения и амортизации. Группа включила в доказанные запасы только такие объемы, которые, как ожидается, будут добыты в течение первоначального лицензионного периода. Это вызвано неопределённостью, относящейся к результату процедуры по продлению, так как продление лицензий, в конечном счете, осуществляется по усмотрению Правительства. Увеличение в лицензионных периодах Группы и соответствующее увеличение в указанных размерах запасов обычно приводит к более низким расходам по износу и может оказать существенное влияние на доходы. Снижение в доказанных разработанных запасах приведёт к увеличению отчислений на износ, истощение и амортизацию (при постоянном уровне добычи), к снижению дохода и также может привести к прямому снижению балансовой стоимости имущества. При относительно небольшом количестве эксплуатируемых месторождений, существует возможность того, что любые изменения в оценке запасов по сравнению с предыдущим годом, могут оказать существенное влияние на отчисления на износ, истощение и амортизацию.

Обязательства по выбытию активов

По условиям определённых контрактов, в соответствии с законодательством и нормативно-правовыми актами, Группа несет юридические обязательства по демонтажу и ликвидации основных средств и восстановлению земельных участков на каждом из месторождений. В частности, к обязательствам Группы относятся постепенное закрытие всех непроизводительных скважин и действия по окончательному прекращению деятельности, такие как демонтаж трубопроводов, зданий и рекультивация контрактной территории. Так как срок действия лицензий не может быть продлён по усмотрению Группы, допускается, что расчётным сроком погашения обязательств по окончательному закрытию является дата окончания каждого лицензионного периода. Если бы обязательства по ликвидации активов должны были погашаться по истечении экономически обоснованного окончания эксплуатации месторождений, то отражённое обязательство значительно возросло бы вследствие включения всех расходов по ликвидации скважин и конечных расходов по закрытию. Объём обязательств Группы по финансированию ликвидации скважин и затрат по окончательному закрытию зависит от условий соответствующих контрактов и действующего законодательства. Обязательства не признаются в тех случаях, когда ни контракт, ни законодательство не подразумевают определённого обязательства по финансированию таких расходов по окончательной ликвидации и окончательному закрытию в конце лицензионного периода. Принятие такого решения сопровождается некоторой неопределённостью и существенными суждениями. Оценки руководства касательно наличия или отсутствия таких обязательств могут измениться вместе с изменениями в политике и практике Правительства или в местной отраслевой практике. Группа рассчитывает обязательства по выбытию активов отдельно по каждому контракту. Сумма обязательства является текущей стоимостью оцененных затрат, которые как ожидается, потребуются для погашения обязательства, скорректированных на ожидаемый уровень инфляции и дисконтированных с использованием средних безрисковых процентных ставок по государственному долгу стран с переходной экономикой, скорректированных на риски, присущие казахстанскому рынку. Обязательство по выбытию активов пересматривается на каждую отчётную дату и корректируется для отражения наилучшей оценки согласно КИМСФО 1 «Изменения в обязательствах по выводу из эксплуатации объекта основных средств, восстановлению природных ресурсов на занимаемом им участке и иных аналогичных обязательствах». При оценке будущих затрат на закрытие использовались существенные оценки и суждения, сделанные руководством. Большинство этих обязательств относится к отдалённому будущему и помимо неясности в законодательных требованиях, на оценки Группы могут оказать влияние изменения в технологии удаления активов, затратах и отраслевой практике. Неопределённости, относящиеся к затратам на окончательное закрытие, уменьшаются за счёт влияния дисконтирования ожидаемых денежных потоков. Группа оценивает стоимость будущей ликвидации скважин, используя цены текущего года и среднее значение долгосрочного уровня инфляции.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Обязательства по выбытию активов (продолжение)

Долгосрочная инфляция и ставки дисконтирования, использованные для определения обязательства по отчету о финансовом положении по предприятиям Группы, на 31 декабря 2009 года были в интервале от 2,0% до 5,0% и от 6,3% до 12% соответственно (в 2008 году от 2,0% до 5,5% и от 6,0% до 12%; в 2007 году от 2,0% до 6,0% и от 7,0% до 11,0%). Изменения в резерве по обязательствам по выбытию активов раскрыты в Примечании 20.

Экологическая реабилитация

Группа также делает оценки и выносит суждения по формированию резервов по обязательствам на экологические очистительные работы и реабилитацию. Затраты на охрану окружающей среды капитализируются или относятся на расходы в зависимости от их будущей экономической выгоды. Затраты, которые относятся к существующему состоянию, вызванному прошлой деятельностью и не имеющие будущей экономической выгоды, относятся на расходы.

Обязательства определяются на основании текущей информации о затратах и ожидаемых планах по рекультивации и учитываются на не дисконтированной основе, если сроки процедур не согласованы с соответствующими органами. Резерв Группы на экологическую реабилитацию представляет собой наилучшие оценки руководства, основанные на независимой оценке ожидаемых затрат, необходимых для того, чтобы Группа соблюдала требования существующей казахстанской нормативной базы. В соответствии с Меморандумом о взаимопонимании, подписанным АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз», дочерним предприятием КМГ, с Министерством по охране окружающей среды в июле 2005 года, Группа согласилась взять на себя ответственность за некоторое загрязнение воды и почвы, которое явилось результатом добычи нефти, относящейся к началу добычи. На дату выпуска данной финансовой отчетности, объем и сроки плана по рекультивации не были согласованы с Правительством. Соответственно, обязательство не было дисконтировано. Так как первоначальные сроки обязательства еще не установлены и руководство обоснованно ожидает выполнить план по рекультивации в течение периода до десяти лет, Группа классифицировала данное обязательство как долгосрочное, за исключением части затрат, которые должны быть понесены в 2010 году. В отношении резервов по экологической реабилитации, фактические затраты могут отличаться от оценок вследствие изменений в законодательстве и нормативно-правовых актах, общественных ожиданий, обнаружения и анализа территориальных условий и изменений в технологиях очистки. Дополнительные неопределенности, относящиеся к экологической реабилитации, раскрыты в Примечании 36. Изменения в резерве по обязательствам на экологическую реабилитацию раскрыты в Примечании 20.

Налогообложение

Налогооблагаемый доход исчисляется в соответствии с налоговым законодательством, вступившем в силу с 1 января 2009 года. Группа начисляет и платит КПН по ставке 20% от налогооблагаемого дохода в 2009 году. В ноябре 2009 года Правительство Республики Казахстан приняло закон, согласно которому изначально принятое постепенное снижение ставок КПН в 2010 и 2011 годах до 17,5% и 15%, соответственно, откладывается на более длительный период. Согласно поправкам, установленные ставки КПН будут снижены до 17,5% в 2013 году, до 15% в 2014 году и далее. В соответствии с вышеупомянутым законом, изначально принятое увеличение ставок налога на добычу полезных ископаемых на 1% в 2010 году и еще на 1% в 2011 году также переносится на более долгий срок. В результате, ставки 2009 года сохраняют силу до 2012 года включительно, тогда как их увеличение произойдет в 2013 и 2014 годах, соответственно.

Отсроченный налог рассчитывается как в отношении КПН, так и НСП. Отсроченные КПН и НСП рассчитываются на временные разницы в активах и обязательствах, привязанных к контрактам на недропользование, по ожидаемым ставкам, предусмотренным новым налоговым кодексом Республики Казахстан, действующим с 1 января 2009 года. Базы отсроченных КПН и НСП рассчитываются по условиям налогового законодательст[illegible] 31 декабря) в вышеупомянутом новом налоговом кодексе, и раскрыты в Примечании 31.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Налогообложение (продолжение)

При оценке налоговых рисков, руководство рассматривает в качестве возможных обязательств известные сферы несоблюдения налогового законодательства, которые Группа не может оспорить или не считает, что она сможет успешно обжаловать, если дополнительные налоги будут начислены налоговыми органами. Такое определение требует вынесения существенных суждений и может изменяться в результате изменений в налоговом законодательстве и нормативно-правовых актах, поправок в условия налогообложения в контрактах Группы на недропользование, определения ожидаемых результатов по ожидающим своего решения налоговым разбирательствам и на основании результата осуществляемой налоговыми органами проверки на соответствие. Резерв по налоговым рискам, раскрытый в Примечании 20, в основном, относится к применению Группой казахстанского законодательства о трансфертном ценообразовании в отношении экспортной реализации сырой нефти. Остальные неопределенности, относящиеся к налогообложению, раскрыты в Примечании 36.

Активы по отсроченному налогу

Активы по отсроченному налогу признаются по всем резервам и перенесенным налоговым убыткам в той степени, в которой существует вероятность того, что будут обоснованы налогооблагаемые временные разницы и коммерческий характер таких расходов. Существенные суждения руководства требуются для оценки активов по отсроченному налогу, которые могут быть признаны на основе планируемого уровня и времени доходности, а также успешного применения стратегии налогового планирования. Сумма признанных активов по отсроченному налогу на 31 декабря 2009 года составляла 12.726.727 тысяч тенге (в 2008 году: 4.198.908 тысяч тенге; в 2007 году: 2.315.512 тысяч тенге). Более подробная информация содержится в Примечании 31.

Обесценение основных средств и гудвила

Группа пересматривает активы на предмет обесценения на каждую дату составления отчета о финансовом положении. В случае если существуют такие показатели обесценения или когда требуется ежегодное тестирование группы активов на обесценение, Группа осуществляет оценку о возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость актива – это наибольшая из следующих величин: справедливой стоимости актива или подразделения, генерирующего денежные потоки, за вычетом расходов на продажу, и ценности использования актива. Возмещаемая стоимость определяется для отдельного актива, если только актив не генерирует притоки денежных средств, которые, в основном, независимы от притоков, генерируемых другими активами или группами активов. Если балансовая стоимость актива превышает его возмещаемую стоимость, актив считается обесцененным и списывается 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.

Определение обесценения основных средств и гудвила предполагает использование суждений, которые включают, но не ограничиваются, причину, срок и сумму обесценения. Обесценение основывается на большом количестве факторов, таких как текущая конкурентная среда, ожидаемый рост отрасли, изменение в доступности финансирования в будущем, технологическое устаревание, прекращение оказания услуг, текущие затраты на замещение и другие изменения условий, которые указывают на существование обесценения.

Возмещаемая сумма и справедливая стоимость обычно определяются с помощью метода дисконтированного потока денежных средств, который включает обоснованные допущения участника рынка. Установление показателей обесценения, оценка будущих потоков денежных средств и определение справедливой стоимости активов (или группы активов) требуют от руководства существенных суждений, касающихся определения и подтверждения показателей обесценения, ожидаемых потоков денежных средств, применимых ставок дисконта, полезного срока службы и остаточной стоимости.

Определение возмещаемой суммы генерирующей единицы предполагает использование оценок руководства. Методы, использованные для определения стоимости использования, включают методы дисконтированного потока денежных средств. Эти оценки, включая используемые методологии, могут оказать существенное влияния на справедливую стоимость и, в конечном счете, на сумму любого обесценения основных средств и гудвила.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ ОЦЕНКИ И СУЖДЕНИЯ (продолжение)

Обесценение основных средств и гудвила (продолжение)

В 2009 году Группа признала убыток от обесценения основных средств на сумму 10.364.236 тысячи тенге (в 2008 году: 6.530.095 тысяч тенге) и обесценения гудвила на сумму 1.306.548 тысяч тенге (в 2008 году: 23.553.133 тысячи тенге) в консолидированном отчете о совокупном доходе (Примечания 7 и 9).

Справедливая стоимость финансовых инструментов

В случаях, когда справедливая стоимость финансовых инструментов и финансовых обязательств, признанных в консолидированном отчете о финансовом положении, не может быть определена на основании данных активных рынков, она определяется с использованием методов оценки, включая модель дисконтированных денежных потоков. В качестве исходных данных для этих моделей по возможности используется информация с наблюдаемых рынков, однако в тех случаях, когда это не представляется практически осуществимым, требуется определенная доля суждения для установления справедливой стоимости. Суждения включают учет таких исходных данных как риск ликвидности, кредитный риск и волатильность. Изменения в допущениях относительно данных факторов могут оказать влияние на справедливую стоимость финансовых инструментов, отраженную в консолидированной финансовой отчетности.

Обязательства по операционной аренде – компания в качестве арендатора

Группа заключила договор аренды на сеть магистральных газопроводов; Группа также арендует офисное помещение и автомобили. Группа определила, что арендодатель сохраняет за собой все существенные риски и выгоды, связанные с правом собственности на магистральную газораспределительную сеть, офисное помещение и автомобили, и поэтому учитывает их как операционную аренду в консолидированной финансовой отчетности.

Срок полезной службы основных средств

Группа оценивает оставшийся срок полезной службы основных средств, по крайней мере, на конец каждого финансового года и, если ожидания отличаются от предыдущих оценок, изменения учитываются как изменения в расчетных оценках в соответствии с МСБУ 8 «Учетная политика, изменения в расчетных оценках и ошибки».

Вышеупомянутый Договор является концессионным соглашением, которое было выведено из сферы рассмотрения Интерпретации 12 «Соглашения сервисных концессий» (так как цедент не контролирует цену, по которой КИМСФО включает договора с основными покупателями). Последующие дополнения или усовершенствования по данным активам, находящимся в управлении по Договору, капитализируются и амортизируются в течение оцененного срока оставшейся службы вне зависимости от периода действия Договора, так как Правительство обязано приобрести эти активы по остаточной стоимости в случае, если Договор не продлен.

Справедливая стоимость активов и обязательств, приобретённых при объединении бизнеса

Группа должна отдельно, на дату приобретения, признавать идентифицируемые активы, обязательства и условные обязательства, приобретённые или принятые на себя при объединении бизнеса, по их справедливой стоимости, что предполагает использование оценок. Такие оценки основаны на различных методах оценки, что требует использования значительных суждений при прогнозировании будущих денежных потоков и выработки иных допущений. В 2009 году Группа приобрела доли участия (Примечание 5) в ТОО «Refinery Company RT», АО «Магистаумунайгаз», «Казахстан Пайплайн Венчурз» и «Каспиан Пайплайн Венчурз», и, по состоянию на 31 декабря 2009 года, Группа не завершила оценку справедливой стоимости идентифицируемых активов и обязательств приобретённого бизнеса и, таким образом, учла это приобретение по предварительным суммам. Завершение определения справедливой стоимости в 2010 году может привести к существенным корректировкам в учтённых суммах идентифицируемых активов, обязательств и условных обязательств.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ПРИОБРЕТЕНИЯ

Приобретение АО «Казахстан Петрокемикал Индастрис» («КПИ»)

26 февраля 2009 года Группа заключила договор на приобретение 50% акций «КПИ» за 4.840.000 тысяч тенге. Основной деятельностью «КПИ» является развитие производства нефтехимических продуктов (в основном, битум), и поэтому в настоящее время «КПИ» не ведет производственную деятельность. До приобретения в 2009 году Группа владела 50% акций в «КПИ», которые учитывались по методу долевого участия. Данные инвестиции были приобретены за 3.967.153 тысячи тенге и были полностью обесценены на момент приобретения дополнительной доли в 2009 году. Соответственно, после этого приобретения, Группа получила контроль над «КПИ», которое стало дочерней организацией Группы. Приобретение «КПИ» было учтено по методу покупки.

Справедливая стоимость идентифицируемых активов, обязательств и условных обязательств «КПИ» на дату приобретения представлены в таблице:

В тысячах тенге	Справедливая стоимость, признанная при приобретении	Текущая стоимость
Основные средства	10.259.473	10.259.473
Нематериальные активы	9.122	9.122
Товарно-материальные запасы	150.327	150.327
Торговая дебиторская задолженность	414.152	414.152
Прочие текущие активы	63.394	63.394
Денежные средства и их эквиваленты	2.576	2.576
Итого активы	**10.899.044**	**10.899.044**
Обязательства по отсроченному подоходному налогу	1.830.148	1.830.148
Займы	110.000	110.000
Торговая кредиторская задолженность	2.131.970	2.131.970
Прочие налоги к уплате	209.360	209.360
Прочие текущие обязательства	182.009	182.009
Итого обязательства	**4.463.487**	**4.463.487**
Чистые активы	**6.435.557**	**6.435.557**
Итого приобретенные чистые активы (50%)	**3.217.778**	
Гудвил при приобретении (Примечание 9)	1.622.222	
Общая стоимость приобретения	**4.840.000**	
Минус: денежные средства, приобретенные с дочерней организацией	**(2.728)**	
Чистый отток денежных средств	**4.837.272**	

Общая цена приобретения включает денежный платеж в размере 4.840.000 тысяч тенге.

Если бы приобретение имело место в начале года, это не оказало бы существенного эффекта на чистую прибыль и выручку Группы за год. С момента приобретения чистый убыток «КПИ» в размере 2.864.517 тысяч тенге, относящийся к Группе, был включен консолидированный отчет о совокупном доходе Группы.

Гудвил, признанный при приобретении, относится к прибылям, которые будут получены от дальнейшего развития нефтехимической отрасли в Казахстане.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ПРИОБРЕТЕНИЯ (продолжение)

Приобретение «Казахстан Пайплайн Венчурз» («КазПВ») и «Каспиан Пайплайн Венчурз» («КасПВ»)

14 апреля 2009 года Группа заключила договора на приобретение 49,9% долей в «КПВ» и «КасПВ» от «Амоко Казахстан Инк.» (дочерняя организация BP Corporation North America Inc.) и векселя «Амоко Казахстан Инк.» к получению от «КасПВ» на общую сумму 250 миллионов долларов США (эквивалентно 37.707.500 тысяч тенге). КПВ является холдинговой компанией, владеющей 1,75% акций в «Каспийский Трубопроводный Консорциум» («КТК»). До приобретения Группа имела 19% долю в «КТК» (Примечание 11), которая учитывалась как инвестиция в ассоциированную компанию. «КасПВ» является промежуточной компаний, созданной для целей финансирования. Обе компании были созданы с целью финансирования деятельности «КТК» со стороны Группы и «Амоко Казахстан Инк.». Финансирование деятельности «КТК» осуществлялось «Амоко Казахстан Инк.», который произвел платежи в пользу «КасПВ», которые были далее переведены «КПВ», и далее «КТК». До приобретения в 2009 году, Группа владела 50,1% долями в «КПВ» и «КасПВ». Однако, в силу финансовых договоренностей между Группой, «КТК», «КПВ» и «КасПВ», Группа не имела прав на активы и обязательства «КПВ» и «КасПВ», кроме прав на 50% доли из 1,75% доли «КПВ» в «КТК».

Приобретение 49,9% долей в «КПВ» и «КасПВ», и погашение задолженности по векселю «КасПВ» к уплате «Амоко Казахстан Инк.» были учтены как приобретение активов и соответствующих им обязательств.

Общая стоимость приобретения в размере 250 миллионов долларов США подлежит к уплате тремя траншами. Соответственно, общая цена приобретения была приведена к справедливой стоимости в размере 228.679 тысяч долларов США (эквивалентно 34.480.632 тысячи тенге). Вексель к получению от «КТК» выражен в долларах США со ставкой вознаграждения 6% годовых. По состоянию на 31 декабря 2009 года, балансовая стоимость векселя к получению от «КТК» составляла 16.075.399 тысяч тенге.

Общая стоимость приобретения в размере 34.480.632 тысяч тенге была отнесена на приобретенные активы и обязательства в следующем порядке:

В тысячах тенге	Справедливая стоимость, признанная при приобретении
Инвестиции в «КТК»	16.670.760
Вексель к получению от ассоциированной компании («КТК»)	16.339.112
Прочие текущие активы	754
Денежные средства и их эквиваленты	6.674.830
Итого активы	**39.685.456**
Налоги к уплате	860.636
Прочие текущие обязательства	4.344.188
Итого обязательства	**5.204.824**
Приобретенные чистые активы	**34.480.632**

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ПРИОБРЕТЕНИЯ (продолжение)

Приобретение «Казахстан Пайплайн Венчурз» («КазПВ») и «Каспиан Пайплайн Венчурз» («КасПВ») (продолжение)

Группа также учла поэтапное приобретение доли ассоциированной компании в рамках приобретения активов и обязательств «КПВ» и «КасПВ», в результате которого доля участия в «КТК» увеличилась до 20,75%.

Отток денежных средств при приобретении:

В тысячах тенге	
Приобретенные чистые денежные средства	6.674.830
Денежные средства к уплате (приведенные к текущей стоимости)	(34.480.632)
Отсроченные платежи за вексель «Амоко Казахстан» (приведенные к текущей стоимости)	11.532.052
Отсроченные платежи за доли в «КПВ» и «КасПВ» (приведенные к текущей стоимости)	7.991.275
Чистый отток денежных средств	(8.282.475)

Балансовая стоимость задолженности по отсроченному платежу за доли «КПВ» и «КасПВ» составила 8.405.223 тысячи тенге по состоянию на 31 декабря 2009 года.

Расчет по обязательству по опциону «пут» и «кол», возникающему при объединении бизнеса

Как часть приобретения компании «Rompetrol Group N.V.» («TRG») в 2007 году, Группа также получила опцион «кол» и опцион «пут» на приобретение оставшихся 25% в TRG. Группа применила учёт для объединения бизнеса на основе того, что соответствующие акции, являющиеся объектом опциона «пут», были уже приобретены. 24 июня Группа погасила обязательство по опциону «пут» и «кол» за денежные средства в размере 15.043.000 тысяч тенге. Превышение в размере 147.475 тысяч тенге было учтено в составе финансового дохода в консолидированном отчёте о совокупном доходе.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ПРИОБРЕТЕНИЯ (продолжение)

Приобретение ТОО «Refinery Company RT»

4 августа 2009 года Группа приобрела 100% долю в ТОО «Refinery Company RT» («НПЗ»). НПЗ владеет 58% уставного капитала АО «Павлодарский нефтехимический завод» («ПНХЗ»). ПНХЗ является нефтеперерабатывающим заводом, расположенным в Казахстане. Оставшиеся 42% уставного капитала ПНХЗ принадлежат Комитету Государственного имущества и приватизации Министерства финансов Республики Казахстан, который принадлежит Правительству.

Приобретение НПЗ было учтено с использованием метода покупки. На 31 декабря 2009 года Группа не смогла завершить оценку справедливой стоимости своей доли в приобретённых идентифицируемых активах, обязательствах и условных обязательствах. Приобретение было учтено с использованием предварительных сумм справедливой стоимости на дату приобретения.

Предварительные суммы справедливой стоимости идентифицируемых активов, обязательств и условных обязательств НПЗ и первоначальная балансовая стоимость по МСФО на дату приобретения представлены следующим образом:

В тысячах тенге	Предварительная справедливая стоимость, признанная при приобретении	Текущая стоимость
Основные средства	16.811.529	16.811.529
Нематериальные активы	25.398	25.398
Активы по отсроченному подоходному налогу	82.830	82.830
Долгосрочный НДС к возмещению	1.984.110	1.984.110
Прочие долгосрочные активы	2.184.322	2.184.322
Торговая дебиторская задолженность	330.800	330.800
Товарно-материальные запасы	3.795.474	3.795.474
Предоплата по подоходному налогу	124.156	124.156
Прочие текущие активы	270.665	270.665
Денежные средства и их эквиваленты	363.205	363.205
Итого активов	**25.972.489**	**25.972.489**
Торговая кредиторская задолженность	249.483	249.483
Авансы полученные	2.767.773	2.767.773
Прочие налоги к уплате	302.765	302.765
Прочие текущие обязательства	547.312	547.312
Резервы	57.811	57.811
Итого обязательств	**3.925.144**	**3.925.144**
Чистые активы	**22.047.345**	
Минус: доля меньшинства в дочерней организации НПЗ	(3.141.663)	
Приобретенная доля в чистых активах	**18.905.682**	
Предварительная стоимость гудвилла, возникшего при приобретении (Примечание 9)	162.054.318	
Общая стоимость приобретения	**180.960.000**	

Общая стоимость приобретения включает денежную сумму в 180.960.000 тысяч тенге.

Отток денежных средств при приобретении:

В тысячах тенге	
Чистые денежные средства, приобретённые вместе с дочерней организацией	363.205
Денежные средства уплаченные	(180.960.000)
Чистый отток денежных средств	**(180.596.795)**

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ОБЪЕДИНЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ И ПРИОБРЕТЕНИЕ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ (продолжение)

Приобретение ТОО «Refinery Company RT» (продолжене)

Чистая прибыль Компании за 2009 год включает чистые убытки, приходящиеся на деятельность НПЗ с даты приобретения до 31 декабря 2009 года в размере 442.142 тысяч тенге. Если бы объединение имело место в начале года, выручка Группы составила бы 1.595.809.702 тысячи тенге. Доля НПЗ в годовой чистой прибыли Группы составила бы убыток в размере 2.613.857 тысяч тенге.

Приобретение АО «Мангистаумунайгаз» («ММГ»)

25 ноября 2009 года «Мангистау Инвестментс Б.В.» («МИБВ»), 50% совместное предприятие Группы, приобрело 100% акций ММГ за 2.606.462 тысячи долларов США (эквивалент 387.711.223 тысячам тенге). ММГ занимается добычей сырой нефти в Западном Казахстане. Приобретение было полностью профинансировано на основании кредитного договора на 3 миллиарда долларов США (эквивалент 446.250.000 тысяч тенге на дату приобретения), который был заключён между МИБВ и Экспортно – Импортным банком Китая, который обеспечен залогом 100% приобретённых акций ММГ.

50% доля в МИБВ учитывается по методу долевого участия в консолидированной финансовой отчётности Группы. Приобретение ММГ было учтено в консолидированной финансовой отчётности МИБВ по методу покупки.

На 31 декабря 2009 года МИБВ не завершило оценку справедливой стоимости в приобретённых идентифицируемых активах, обязательствах и условных обязательствах. Приобретение было учтено с использованием предварительных сумм справедливой стоимости на дату приобретения.

Чистая прибыль МИБВ за 2009 год включает долю дохода, приходящегося на 50% долю в чистой прибыли ММГ с даты приобретения по 31 декабря 2009 года в размере 12.433.260 тысяч тенге, которая, в свою очередь, признается через долю в доходе от МИБВ в консолидированной финансовой отчетности по совокупному доходу Группы. Текущая стоимость инвестиций в «МИБВ» составила 6.472.650 тысяч тенге на 31 декабря 2009 года.

Rompetrol Group B.V. («TRG»)

В 2009 году Группа увеличила своё долевое участие в следующих дочерних организациях:

- 1.01% в «Rompetrol SA» доведя долевое участие до 100%;

- 1.08% в «Rompetrol Rafinare SA», доведя долевое участие до 76.39%;

- 30% в «Rompetrol Ukraine LLC» доведя долевое участие до 100%;

- 2% в «Rompetrol Georgia LLC» доведя долевое участие до 97%.

Общая сумма уплаченных денежных средств составила 2.166.317 тысяч тенге. Балансовая стоимость приобретённых чистых активов на дату приобретения составила 928.721 тысячу тенге. Разница в 1.237.596 тысяч тенге между уплаченными средствами и балансовой стоимостью приобретённых чистых активов была отнесена на нераспределённую прибыль.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

5. ОБЪЕДИНЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ И ПРИОБРЕТЕНИЕ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ (продолжение)

Приобретения за 2008 год

Приобретение «Батуми Индастриал Холдингс Лимитед» («БИХЛ»)

12 сентября 2007 года Группа заключила договор о приобретении 100% простых акций «Батуми ИндастриалХолдингс Лимитед» (далее «BIHL») уТерминалПартнерс Лимитед за 325 миллионов долларов США. «BIHL» является холдинговой компанией, владеющей 50%-ной долей в «BCPL» (ранее НафтрансКэпиталПартнерс Лимитед), 38,12%-ной долей в Батуми Терминал Лимитед (далее «БТЛ») и 100%-ной долей в Порт Капитал Партнерс, которая владеет 100%-ной долей в Батуми Си Порт. Группа выплатила за приобретение 325 миллионов долларов США (эквивалентно 39,061,750 тысяч тенге) 5 февраля 2008 года, в дату приобретения. Приобретение было учтено с использованием метода покупки.

Справедливая стоимость идентифицируемых активов, обязательств и условных обязательств, относящихся к 100% доли, приобретенной в «BIHL», и текущая балансовая стоимость по МСФО, на дату приобретения представлены следующим образом:

В тысячах тенге	Справедливая стоимость, признанная при приобретении*	Текущая стоимость*
Основные средства	29.272.537	22.298.635
Товарно-материальные запасы	521.910	521.910
Торговая дебиторская задолженность	3.199.193	3.199.193
Прочие налоги к возмещению	700.611	700.611
Деньги и денежные эквиваленты	1.343.155	1.343.155
Итого активов	**35.037.406**	**28.063.504**
Кредиты и займы	2.855.558	2.855.558
Обязательства по отсроченному подоходному налогу	780.276	780.276
Прочие долгосрочные обязательства	1.155.884	1.155.884
Кредиторская задолженность	687.120	687.120
Налоги к уплате	542.273	542.273
Текущие финансовые обязательства	1.646.188	1.646.188
Всего обязательств	**7.667.299**	**7.667.299**
Приобретенная доля в чистых активах	**27.370.107**	
Минус: инвестиции в BCPL	(8.012.800)	
Общая стоимость приобретения	**19.357.307**	
Гудвил, возникающий при приобретении (Примечание 9)	19.704.443	
Вознаграждение, выплаченное денежными средствами	**39.061.750**	
Минус: чистые денежные средства, приобретенные с дочерней организацией	(1.343.155)	
Чистый отток денежных средств	**37.718.595**	

** данные были пересчитаны в связи с изменением учетной политики в отношении учета долей в совместные предприятия (Примечание 3).*

Гудвил, признанный при приобретении «BIHL», относится к ожидаемой совместной деятельности и прочим выгодам от объединения активов и деятельности «BIHL» с деятельностью Группы.

Оценка основных средств была проведена независимым профессиональным оценщиком. Основой для проведения оценки послужила стоимость замещения.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

6. ПРЕКРАЩЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

14 июля 2009 года Группа объявила решение своего Совета директоров обменять свои 100% акций в «Алатау Жарык Компани» («АЖК») на 102.246 простых акций АО «Самрук-Энерго». Передача АЖК была завершена 24 июля 2009 года. На 31 декабря 2009 и 2008 годов АЖК было классифицировано как прекращённая деятельность.

Финансовые результаты АЖК за семь месяцев, закончившихся 24 июля 2009 года и за год, закончившийся 31 декабря 2008 года, представлены следующим образом:

	2009	2008
Доходы	**23.348.668**	40.143.628
Расходы	**(18.263.803)**	(30.116.573)
Валовая прибыль	**5.084.865**	10.027.055
Финансовые затраты	**(2.082.989)**	(1.876.753)
Прибыль до налогообложения от прекращённой деятельности	**3.001.876**	8.150.302
Расходы по подоходному налогу	**(874.256)**	(512.535)
Прибыль за год от прекращённой деятельности	**2.127.620**	7.637.767

Основные классы активов и обязательств АЖК на 24 июля 2009 года, дату обмена, представлены следующим образом:

Активы	**24 июля 2009 года**
Основные средства	**41.531.594**
Нематериальные активы	**94.352**
Торговая и прочая дебиторская задолженность	**4.865.077**
Товарно-материальные запасы	**5.301.346**
Денежные средства и краткосрочные вклады	**1.527.080**
Итого активов	**53.319.449**
Обязательства	
Торговая и прочая кредиторская задолженность	**(28.503.472)**
Процентные займы и привлечённые средства	**(14.858.208)**
Обязательство по отсроченному подоходному налогу	**(3.192.332)**
Итого обязательств	**(46.554.012)**
Чистые активы, непосредственно связанные с прекращённой деятельностью	**6.765.437**

Выбытие АЖК представляет собой сделку с акционером Группы, и результат этой операции в размере 6.765.437 тысяч тенге был отнесен на капитал как выплата акционеру.

Чистые денежные потоки АЖК за семь месяцев, закончившихся 24 июля 2009 года, и за год, закончившийся 31 декабря 2008 года, представлены следующим образом:

	2009	2008
Операционная деятельность	**1.843.128**	1.350.768
Инвестиционная деятельность	**(772.805)**	(7.655.670)
Финансовая деятельность	**(35.630)**	5.918.870
Чистый приток / (отток) денежных средств	**1.034.693**	(386.032)

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

7. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

В тысячах тенге	Нефтегазовые активы	Трубопроводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Транспорт	Прочие	Незавершенное строительство	Итого
Остаточная стоимость на 1 января 2008 года (пересчитано)	**448.439.366**	**194.021.435**	**297.552.614**	**170.468.364**	**143.479.951**	**27.126.578**	**12.182.637**	**84.565.966**	**1.377.836.911**
Пересчёт валюты отчетности	2.086.490	(345.892)	924.380	63.638	(37.668)	(1.595)	47.728	120.705	**2.859.786**
Поступления	69.115.979	1.215.571	56.374	5.682.838	5.244.761	5.425.219	7.107.313	146.126.606	**239.974.661**
Приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте»	263.476.480	–	–	–	–	–	–	–	**263.476.480**
Приобретения посредством объединения предприятий	1.059.560	503.995	–	7.566.230	5.185.609	1.162.480	13.594.674	27.268	**29.119.856**
Выбытия	(5.783.968)	(69.487)	(5.875.156)	(12.478.299)	(1.567.467)	(3.953.675)	(3.639.036)	(2.425.930)	**(35.933.238)**
Расходы по износу	(27.373.127)	(11.641.618)	(15.180.174)	(9.608.438)	(19.797.773)	(4.797.795)	(4.907.224)	–	**(93.306.149)**
Накопленный износ по выбытиям	1.537.433	19.820	3.569.200	550.136	736.026	526.119	552.251	–	**7.490.985**
Резерв на обесценение	(124.067)	(215.610)	–	(4.870.391)	(511.027)	(30.544)	(586.089)	(276.865)	**(6.614.613)**
Сторнирование резерва на обесценение	–	–	–	280.711	555.661	153.012	36.149	2.851.047	**3.876.580**
Переводы из активов, удерживаемых для продажи	95.535	–	–	7.887.147	687.814	27.244	355.416	–	**9.053.156**
Переводы в нематериальные активы	–	–	–	–	–	–	–	(522.660)	**(522.660)**
Переводы и реклассификации	35.629.462	22.522.681	10.769.407	33.609.900	44.917.840	3.967.056	3.516.991	(154.935.537)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2008 года (пересчитано)	**788.161.123**	**205.991.095**	**291.816.645**	**199.151.836**	**178.773.727**	**29.623.899**	**28.264.810**	**75.530.620**	**1.797.313.755**
Пересчёт валюты отчетности	129.160.337	756.254	54.334.125	17.964.621	7.119.450	1.570.722	2.439.861	7.321.684	**220.667.054**
Поступления	193.302.294	5.150.388	537.324	2.139.931	4.301.194	12.554.206	3.792.481	133.672.069	**355.449.907**
Приобретения посредством объединения предприятий (Примечание 5)	–	–	15.588.900	4.452.882	5.713.302	5.448	29.657	1.280.813	**27.071.002**
Выбытия	(6.387.834)	(250.561)	(555.891)	(7.456.876)	(4.072.928)	(1.010.558)	(3.976.648)	(3.243.382)	**(26.954.678)**
Расходы по износу	(26.641.019)	(10.226.794)	(20.468.399)	(11.135.078)	(22.674.891)	(4.872.070)	(6.023.465)	–	**(102.041.716)**
Накопленный износ по выбытиям	2.915.617	14.221	331.778	1.354.001	1.564.215	358.072	886.156	–	**7.424.059**
(Резерв на обесценение) / сторнирование резерва на обесценение	(456.205)	(266.756)	–	(6.836.630)	(1.561.518)	(319.706)	(1.313.154)	389.733	**(10.364.236)**
Прекращенная деятельность (Примечание 6)	–	–	–	(12.336.522)	(17.066.745)	(592.745)	(252.721)	(11.182.861)	**(41.531.594)**
Потеря контроля над дочерней организацией (Примечание 27)	–	(4.614.980)	–	(173.691)	(233.178)	(154.443)	(173.179)	(1.103.010)	**(6.452.481)**
Переводы в нематериальные активы	(4.840.881)	–	–	–	–	(4.361)	(62.133)	(79.588)	**(5.006.963)**
Переводы и реклассификации	34.035.883	13.130.325	28.467.216	15.252.205	26.058.142	2.467.329	8.470.185	(127.881.285)	–
Остаточная стоимость на 31 декабря 2009 года	**1.109.249.315**	**209.683.192**	**370.051.696**	**202.376.679**	**177.920.771**	**39.525.793**	**32.061.850**	**74.704.813**	**2.215.574.109**

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

7. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

В тысячах тенге	Нефтегазовые активы	Трубопроводы	Активы по переработке	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Транспорт	Прочие	Незавершенное строительство	Итого
Первоначальная стоимость	1.260.166.214	248.452.257	420.253.282	243.516.042	239.282.902	55.567.560	49.429.506	77.235.060	**2.593.902.823**
Накопленный износ и обесценение	(150.916.899)	(38.769.065)	(50.201.586)	(41.139.363)	(61.362.131)	(16.041.767)	(17.367.656)	(2.530.247)	**(378.328.714)**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2009 года	**1.109.249.315**	**209.683.192**	**370.051.696**	**202.376.679**	**177.920.771**	**39.525.793**	**32.061.850**	**74.704.813**	**2.215.574.109**
Первоначальная стоимость	943.066.807	181.981.558	316.225.205	227.549.246	246.307.808	50.492.235	56.985.576	78.450.600	**2.101.059.035**
Накопленный износ и обесценение	(154.905.684)	24.009.537	(24.408.560)	(28.397.410)	(67.534.081)	(20.868.336)	(28.720.766)	(2.919.980)	**(303.745.280)**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2008 года (пересчитано)	**788.161.123**	**205.991.095**	**291.816.645**	**199.151.836**	**178.773.727**	**29.623.899**	**28.264.810**	**75.530.620**	**1.797.313.755**

В 2009 году Группа капитализировала затраты по займам, по средней ставке капитализации в 2,44% на сумму 765.272 тысячи тенге, относящиеся к строительству новых активов, которое было начато в 2007 году (в 2008 году: 1.210.990 тысяч тенге).

На 31 декабря 2009 года некоторые объекты основных средств с остаточной стоимостью 22.818.489 тысяч тенге (в 2008 году: 74.022.780 тысяч тенге) заложены в качестве обеспечения по банковским займам, предоставленным Группе (Примечание 17).

Обесценение основных средств

В 2009 году Группа признала чистый резерв по обесценению в размере 10.364.236 тысяч тенге, который приходится, в основном, на обесценение основных средств АО «Торговый Дом КазМунайГаз» («ТД КМГ», 100% дочерняя организация Группы) на общую сумму в 9.017.379 тысяч тенге.

На 31 декабря 2009 года ТД КМГ осуществил проверку на обесценение основных средств, которые вовлечены в деятельность по розничной торговле в Казахстане, а также рекреационного центра «Акбулак», расположенного в Алматинской области, которая привела к признанию убытка от обесценения в размере 5.176.008 тысяч тенге и 1.753.260 тысяч тенге, соответственно. Возмещаемые суммы были основаны на стоимости от использования и были определены на уровне генерирующих единиц. Генерирующие единицы состоят из активов, занятых в розничной торговле, и рекреационного центра «Акбулак», соответственно. При определении стоимости от использования для генерирующих единиц, денежные потоки были дисконтированы по ставке до налогообложения в 22,4% (в 2008 году: 24,9%).

Кроме того, в 2009 году ТД КМГ признал обесценение в размере 2.088.111 тысяч тенге, относящееся к земле в «Dyneff» Франция (дочерняя организация, полностью принадлежащая TRG), на основании переоценки балансовой стоимости земли, на которой расположен склад, запланированный к выводу из эксплуатации в 2014 году.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

8. АКТИВЫ ПО РАЗВЕДКЕ И ОЦЕНКЕ

В тысячах тенге	Материальные	Нематериальные	Итого
Остаточная стоимость на 1 января 2008 года (пересчитано)	**40.762.715**	**4.966.348**	**45.729.063**
Пересчёт валюты отчетности	229.260	–	**229.260**
Поступления	16.324.942	2.393.824	**18.718.766**
Приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте»	17.340.405	–	**17.340.405**
Выбытия	–	(364.289)	**(364.289)**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2008 года (пересчитано)	**74.657.322**	**6.995.883**	**81.653.205**
Пересчёт валюты отчетности	12.981.701	–	**12.981.701**
Поступления	18.857.337	3.534.999	**22.392.336**
Выбытия	–	(2.166.129)	**(2.166.129)**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2009 года	**106.496.360**	**8.364.753**	**114.861.113**

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

9. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ

В тысячах тенге	Гудвил	Нематериальные активы по маркетингу	Программное обеспечение	Прочие	Итого
Остаточная стоимость на 1 января 2008 года (пересчитано)	**32.669.137**	**22.367.055**	**7.914.124**	**10.765.924**	**73.716.240**
Пересчёт валюты отчетности	699.139	61.003	4.297	46.582	**811.021**
Поступления	–	–	2.651.587	5.032.974	**7.684.561**
Приобретения посредством объединения предприятий (Примечание 5)	19.704.443	–	1.166	–	**19.705.609**
Выбытия	–	–	(97.394)	(209.457)	**(306.851)**
Расходы по амортизации	–	(145.657)	(2.026.695)	(4.073.277)	**(6.245.629)**
Накопленная амортизация по выбытиям	–	–	78.802	150	**78.952**
Резерв по обесценению	(23.553.133)	–	–	–	**(23.553.133)**
Переводы из активов, удерживаемых для продажи	–	–	–	2.905.929	**2.905.929**
Переводы из незавершенного строительства	–	–	309.036	213.624	**522.660**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2008 года (пересчитано)	**29.519.586**	**22.282.401**	**8.834.923**	**14.682.449**	**75.319.359**
Пересчёт валюты отчетности	7.113.221	5.095.286	228.546	3.329.094	**15.766.147**
Поступления	–	27.455	2.180.190	4.984.454	**7.192.099**
Приобретения посредством объединения предприятий (Примечание 5)	163.676.540	–	24.081	10.439	**163.711.060**
Выбытия	–	–	(123.847)	(254.793)	**(378.640)**
Расходы по амортизации	–	(196.870)	(2.931.793)	(2.737.335)	**(5.865.998)**
Накопленная амортизация по выбытиям	–	–	82.629	22.618	**105.247**
Прекращенная деятельность (Примечание 6)	–	–	(76.898)	(17.454)	**(94.352)**
Резерв по обесценению	(1.306.548)	–	–	–	**(1.306.548)**
Переводы из незавершенного строительства	–	–	260.430	4.746.533	**5.006.963**
Переводы и корректировки	–	–	1.735.102	(1.735.102)	**–**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2009 года	**199.002.799**	**27.208.272**	**10.213.363**	**23.030.903**	**259.455.337**
Первоначальная стоимость	230.583.160	27.562.884	18.218.168	38.699.376	**315.063.588**
Накопленная амортизация и обесценение	(31.580.361)	(354.612)	(8.004.805)	(15.668.473)	**(55.608.251)**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2009 года	**199.002.799**	**27.208.272**	**10.213.363**	**23.030.903**	**259.455.337**
Первоначальная стоимость	54.775.578	22.440.143	14.069.710	27.649.487	**118.934.918**
Накопленная амортизация и обесценение	(25.255.992)	(157.742)	(5.234.787)	(12.967.038)	**(43.615.559)**
Остаточная стоимость на 31 декабря 2008 года (пересчитано)	**29.519.586**	**22.282.401**	**8.834.923**	**14.682.449**	**75.319.359**

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

9. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ (продолжение)

Балансовая стоимость гудвила по состоянию на 31 декабря, отнесенного на каждую из единиц, генерирующих денежные потоки:

Единицы, генерирующие денежные потоки	2009	2008
Нефтепереработка	16.798.358	13.674.425
Downstream Romania	6.229.551	5.071.063
Dyneff	3.907.646	3.180.955
Прочее	4.897.226	4.123.480
Итого TRG	**31.832.781**	**26.049.923**
Нефтеналивной терминал Батуми и морской порт Батуми	2.370.792	2.151.310
Казахстан Петрокемикал Индастрис	1.622.222	–
Группа единиц, генерирующих денежные потоки, приобретенная в нефтепереработке	162.054.318	–
Прочие	1.122.686	1.318.353
Итого гудвил	**199.002.799**	**29.519.586**

Расходы по обесценению гудвила, признанные в отчете о совокупном доходе, включали:

Единицы, генерирующие денежные потоки	2009	2008
Нефтехимия	–	3.470.000
Нефтепереработка	–	2.530.000
Нефтеналивной терминал Батуми и морской порт Батуми	1.306.548	17.553.133
	1.306.548	**23.553.133**

Нефтепереработка

Возмещаемая стоимость подразделения "Нефтепереработка" была определена на основании справедливой стоимости за вычетом расходов на реализацию с применением дисконтированных денежных потоков от финансовых планов, одобренных руководством на пятилетний период. Ставка дисконтирования, применимая к прогнозу денежных потоков, равна 11,5% (в 2008 году: 11,2%), а денежные потоки в течение данного пятилетнего периода экстраполировались с применением 1,5% нормы роста, что совпадает со средней ставкой долгосрочного роста в данной промышленности. Ставка капитализации для остаточной стоимости составляет 10%.

Downstream Romania

Возмещаемая стоимость подразделения Downstream Romania также определялась на основании справедливой стоимости за вычетом расходов на реализацию с применением финансовых планов, одобренных руководством на пятилетний период и на таких же условиях, как и единица «Нефтепереработка».

Dyneff

Возмещаемая стоимость подразделения Dyneff была определена на основании справедливой стоимости за вычетом расходов на реализацию с применением дисконтированных денежных потоков от финансовых планов, одобренных руководством на пятилетний период. Ставка дисконтирования, применимая к прогнозу движения денежных потоков, равна 8,8% (в 2008 году: 7,8%), а денежные потоки в течение данного пятилетнего периода экстраполировались с применением 1,5% нормы роста, что совпадает со средней ставкой долгосрочного роста в данной промышленности. Ставка капитализации для остаточной стоимости составляет 7,3%.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

9. НЕМАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ (продолжение)

Нефтеналивной терминал Батуми и морской порт Батуми

В результате анализа, в 2009 году руководство признало расходы по обесценению гудвила по нефтеналивному терминалу Батуми и морскому порту Батуми в размере 1.306.548 тысяч тенге (в 2008 году: 17.553.133 тысячи тенге). Возмещаемая стоимость Нефтеналивного терминала Батуми и Морского порта Батуми была определена на основе расчёта стоимости от использования с использованием прогнозов денежных потоков, охватывающих десятилетний период. Ставка дисконта до налогообложения, использованная для прогнозов денежных потоков составляет 19,11%

Основные допущения, применявшиеся при расчете справедливой стоимости за вычетом затрат на реализацию

Основные допущения, применявшиеся при расчете справедливой стоимости за вычетом затрат на реализацию согласно указанному выше, представлены следующим образом:

- Валовая прибыль;
- Ставки дисконтирования;
- Нормы роста, применявшиеся для экстраполирования денежных потоков в течение бюджетного периода.

Валовая прибыль – валовая прибыль, которая основывается на средних значениях, полученных в течение двух лет, предшествующих началу бюджетного периода. Эти значения увеличиваются в течение бюджетного периода на ожидаемое повышение эффективности.

Ставки дисконтирования – ставки дисконтирования, которые отражают текущие рыночные оценки рисков, характерных для каждой единицы, генерирующей денежные потоки. Ставка дисконтирования была вычислена на основании расчета средневзвешенной стоимости капитала в промышленности. В дальнейшем, данная ставка была откорректирована для отражения оценки рынка на какой-либо конкретный риск, относящийся к единице, генерирующей денежные потоки, для которой будущие прогнозы не были откорректированы.

Оценки норм роста – нормы, которые основаны на опубликованных исследованиях по данной промышленности.

Чувствительность к изменениям в допущениях

По мнению руководства, в отношении оценки справедливой стоимости за вычетом затрат на реализацию для единиц, генерирующих денежные потоки, никакое приемлемое изменение в любом из указанных выше основных допущений не вызовет значительного превышения балансовой стоимости единицы над ее возмещаемой стоимостью, кроме следующих случаев:

Нефтепереработка, Downstream Romania, Dyneff и Нефтеналивной терминал Батуми и морской порт Батуми

На 31 декабря 2009 года расчетная возмещаемая стоимость единиц *Нефтепереработка, Downstream Romania, Dyneff, нефтеналивного терминала Батуми и морского порта Батуми* приближалась к их балансовой стоимости, а значит любые нежелательные изменения в основных допущениях могут вызвать в дальнейшем убытки от обесценения, которые будут признаваться по данным единицам.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

10. ДОЛГОСРОЧНЫЕ БАНКОВСКИЕ ВКЛАДЫ

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Выраженные в долларах США	10.748.186	26.546.657	29.264.896
Выраженные в тенге	7.716.203	3.147.582	4.875.062
	18.464.389	29.694.239	34.139.958

На 31 декабря 2009 года долгосрочные банковские депозиты в размере 17.777.035 тысяч тенге были размещены в АО «БТА Банк» и АО «Народный Сберегательный Банк Казахстана», которые рассматриваются как связанные стороны Группы (Примечание 33) (в 2008 году: ноль).

На 31 декабря 2009 года средневзвешенная ставка долгосрочных банковских вкладов составляла 7,3% (в 2008 году: 5,0%; в 2007 году: 4,8%).

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Срок погашения от 1 до 2 лет	17.613.422	4.385.534	3.465.562
Срок погашения свыше 2 лет	850.967	25.308.705	30.674.396
	18.464.389	29.694.239	34.139.958

На 31 декабря 2009 года долгосрочные банковские вклады включают выраженные в долларах США денежные средства, находящиеся на счетах в банках в качестве залогового обеспечения, в сумме 75.255 тысяч тенге (в 2008 году: 23.944.355 тысяч тенге; в 2007 году: 31.365.059 тысяч тенге). Данные средства в основном относятся к залоговому обеспечению по привлеченному финансированию на приобретение 33% доли в «ПетроКазахстан Инк.» («ПКИ») (Примечание 11).

11. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ

	2009		2008 (пересчитано)		2007 (пересчитано)	
В тысячах тенге	Балансовая стоимость	Доля владения	Балансовая стоимость	Доля владения	Балансовая стоимость	Доля владения
Совместные предприятия:						
ТОО «ТенгизшевройОйл»	227.760.165	20,00%	196.670.976	20,00%	184.314.299	20,00%
ТОО «КазГерМунай»	104.718.029	50,00%	102.455.376	50,00%	97.818.779	50,00%
АО «КазРосГаз»	91.609.714	50,00%	40.707.238	50,00%	21.564.276	50,00%
ТОО «Казахойл-Актобе»	37.231.244	50,00%	34.776.919	50,00%	32.453.848	50,00%
«Валсера Холдингс Б.В.»	17.576.499	50,00%	17.610.654	50,00%	19.281.636	50,00%
«Мангистау Инвестментс Б.В.»	6.472.650	50,00%	–	50,00%	–	50,00%
АО «МунайТас»	5.262.464	50,00%	5.651.054	50,00%	2.852.054	50,00%
АО «Казахстанско-Китайский Трубопровод»	–	50,00%	3.289.056	50,00%	3.318.413	50,00%
«Батуми Капитал Партнерс Лимитед»	–	–	–	–	7.535.685	50,00%
Прочие	12.276.428		9.338.624		7.026.733	
Ассоциированные компании:						
«ПетроКазахстан Инк.»	118.988.662	33,00%	109.797.608	33,00%	134.791.662	33,00%
«Каспийский Трубопроводный Консорциум»	16.285.435	20,75%	–	19,00%	–	19,00%
Прочие	6.629.900		4.889.653		9.288.214	
	644.811.190		525.187.158		520.245.599	

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

11. ИНВЕСТИЦИИ В СОВМЕСТНЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ И АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

33%-я доля в ПетроКазахстан Инк. («ПКИ») была заложены в качестве обеспечения по займу, полученному на приобретение данной доли. Однако заложенные акции не могут быть обращены в течение первых 7 лет финансирования с даты приобретения (4 июля 2006 года) (Примечание 17).

В течение 2009 года Группа признала свою долю в прибыли от совместных предприятий и ассоциированных компаний в сумме 171.738.112 тысяч тенге (в 2008 году: 239.771.089 тысяч тенге), что привело к увеличению балансовой стоимости инвестиций. Общая сумма дивидендов, полученных от совместных предприятий и ассоциированных компаний в 2009 году, составила 139.493.404 тысячи тенге (в 2008 году: 222.925.743 тысячи тенге) и привела к соответствующему уменьшению балансовой стоимости инвестиций. Оставшаяся часть изменений инвестиций в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях относится к корректировке по пересчету валюты отчетности и приобретению 0,875% доли в «КТК» через приобретение «КПВ» (Примечание 5).

Более того, 4 декабря 2009 года, «ПКИ» объявил дополнительные дивиденды в размере 300 миллионов долларов США, которые не были выплачены по состоянию на 31 декабря 2009 года. Доля КМГ в дивидендах к получению составляла 99 миллионов долларов США, что эквивалентно 14.687.640 тысяч тенге по состоянию на 31 декабря 2009 года (в 2008 году: ноль).

Также Группа владеет 50%-й долей в «CITIC Canada Energy Limited» («CCEL»). Чистые активы CCEL равны нулю, так как CCEL обязан распределять весь доход своим участникам и, соответственно, классифицирует весь распределяемый доход в качестве обязательства в своей финансовой отчетности (Примечание 19).

На 31 декабря 2009 года, доля Группы в непризнанных накопленных убытках совместных предприятий и ассоциированных компаний составила 95.250.404 тысяч тенге (в 2008 году: 41.663.032 тысяч тенге; в 2007 году: 34.939.170 тысяч тенге).

В таблицах ниже обобщенно представлена финансовая информация о совместных предприятиях и ассоциированных компаниях (пропорциональная доля Группы):

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Суммарные активы и обязательства совместных предприятий и ассоциированных компаний на 31 декабря			
Краткосрочные активы	**419.557.031**	236.312.679	199.011.123
Долгосрочные активы	**1.119.627.710**	810.378.979	762.569.563
Краткосрочные обязательства	**(200.515.374)**	(138.914.376)	(111.037.248)
Долгосрочные обязательства	**(693.858.177)**	(382.590.124)	(330.297.839)
Чистые активы	**644.811.190**	525.187.158	520.245.599

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)
Суммарная выручка и чистая прибыль в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях за год		
Выручка	**742.142.448**	752.859.658
Чистая прибыль	**171.738.112**	239.771.089

12. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Нефтепродукты	**57.658.745**	34.154.836	48.273.774
Материалы и запасы	**50.170.779**	40.563.369	28.864.131
Продукты переработки газа	**30.786.537**	15.754.787	7.310.255
Сырая нефть	**29.255.899**	17.707.994	19.576.946
Минус: снижение до чистой стоимости реализации	**(6.622.275)**	(8.600.666)	(5.144.925)
	161.249.685	99.580.320	98.880.181

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

13. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

В тысячах тенге	**2009**	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Авансы выданные и расходы будущих периодов	**40.096.091**	15.689.207	18.677.298
Налоги к возмещению	**4.431.015**	1.638.981	566.338
Прочие текущие активы	**28.523.350**	30.833.216	26.789.825
Минус: резерв по сомнительным долгам	**(5.592.256)**	(1.005.374)	(4.066.085)
Итого прочих текущих активов	**67.458.200**	47.156.030	41.967.376
Торговая дебиторская задолженность	**152.006.430**	126.534.846	180.080.058
Минус: резерв по сомнительным долгам	**(9.826.816)**	(14.738.564)	(6.570.637)
Торговая дебиторская задолженность	**142.179.614**	111.796.282	173.509.421
	209.637.814	158.952.312	215.476.797

По состоянию на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 годов по торговой дебиторской задолженности, авансам выданным, и прочим текущим активам проценты не начислялись.

По состоянию на 31 декабря 2009 года торговая дебиторская задолженность в размере 15.933.804 тысячи тенге находилась в качестве залогового обеспечения обязательств Группы (в 2008 году: 9.299.290 тысяч тенге) (Примечание 17).

Изменения в резерве на обесценение торговой дебиторской задолженности и прочих текущих активов представлены следующим образом:

В тысячах тенге	Обесценены на индивидуальной основе
На 1 января 2008 года (пересчитано)	**10.636.722**
Начисления за год (Примечание 25)	12.157.083
Списание дебиторской задолженности	(5.321.984)
Восстановлено (Примечание 25)	(1.727.883)
На 31 декабря 2008 года (пересчитано)	**15.743.938**
Начисления за год (Примечание 25)	4.322.213
Списание дебиторской задолженности	(864.444)
Прекращенная деятельность (Примечание 6)	(2.802.475)
Потеря контроля над дочерним предприятием (Примечание 27)	(830.915)
Пересчет валюты отчетности	1.710.623
Восстановлено (Примечание 25)	(1.859.868)
На 31 декабря 2009 года	**15.419.072**

На 31 декабря анализ торговой дебиторской задолженности по срокам возникновения представлен следующим образом:

			Просроченная, но не обесцененная				
В тысячах тенге	Итого	Не просроченная, не обесцененная	<30 дней	30 – 60 дней	60 – 90 дней	90 – 120 дней	>120 дней
2008 (пересчитано)	111.796.282	82.344.849	18.267.948	5.394.458	1.655.706	1.527.014	2.606.307
2009	**142.179.614**	**97.755.581**	**25.081.053**	**4.718.176**	**2.175.573**	**2.908.519**	**9.540.712**

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

14. КРАТКОСРОЧНЫЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Краткосрочные банковские вклады	712.449.462	538.919.323	427.110.850
Займы связанным сторонам	7.930.040	9.116.332	6.577.135
Инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи	–	11.097.038	6.277.414
Минус: резерв по сомнительным займам связанным сторонам	(4.674.905)	(7.956.461)	(3.335.903)
	715.704.597	551.176.232	436.629.496

В тысячах тенге	2009	2008 (первсчитано)	2007 (пересчитано)
Краткосрочные финансовые активы в долларах США	563.319.346	388.793.376	232.799.131
Краткосрочные финансовые активы в тенге	125.356.573	162.037.379	203.584.473
Краткосрочные финансовые активы в других валютах	27.028.678	345.477	245.892
	715.704.597	551.176.232	436.629.496

На 31 декабря 2009 года краткосрочные банковские депозиты в размере 257.126.894 тысячи тенге были размещены в АО «БТА Банк» и АО «Народный Сберегательный Банк Казахстана», которые рассматриваются как связанные стороны Группы (Примечание 33) (в 2008 году: 319.393.197 тысяч тенге).

На 31 декабря 2009 года средневзвешенная процентная ставка по краткосрочным банковским вкладам составляла 8,2% (в 2008 году: 6,8%; в 2007 году: 8,6%).

На 31 декабря 2009 года краткосрочные вклады, выраженные в долларах США, включают денежные средства ограниченного использования в размере 9.840.620 тысяч тенге (в 2008 году: ноль), которые размещены на заблокированном счете в качестве обеспечения по выплате вознаграждения и основного долга, привлеченного для приобретения 33% доли в «ПКИ» (Примечание 11).

Займы связанным сторонам учитываются по амортизированной стоимости.

Изменения в резерве на обесценение займов связанным сторонам представлены следующим образом:

В тысячах тенге	Обесценены на индивидуальной основе
На 1 января 2008 года (пересчитано)	3.335.903
Отчисления за год (Примечание 25)	4.674.905
Списание займов	(54.347)
На 31 декабря 2008 года (пересчитано)	7.956.461
Прекращенная деятельность (Примечание 6)	(3.281.556)
На 31 декабря 2009 года	4.674.905

15. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Срочные вклады в банках – доллары США	181.164.362	318.996.992	201.619.273
Текущие счета в банках – доллары США	168.773.694	37.653.623	25.743.960
Срочные вклады в банках – тенге	95.266.288	86.623.836	116.606.535
Текущие счета в банках – тенге	90.040.843	28.605.256	10.402.576
Текущие счета в банках – другие валюты	20.322.989	5.753.322	2.872.424
Срочные вклады в банках – другие валюты	6.924.413	13.250.932	2.037.784
Кассовая наличность	1.698.563	877.750	687.460
	564.191.152	491.761.713	359.970.012

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

15. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ (продолжение)

Срочные вклады размещены на различные сроки, от одного дня до трех месяцев, в зависимости от потребностей Группы в денежных средствах. По состоянию на 31 декабря 2009 года средневзвешенная процентная ставка по срочным вкладам в банках составила 5,0% (в 2008 году: 4,6%; в 2007 году: 7,6%).

На 31 декабря 2009 года денежные средства и их эквиваленты в размере 288.163.835 тысяч тенге были размещены в АО «БТА Банк» и АО «Народный Сберегательный Банк Казахстана», которые рассматриваются как связанные стороны Группы (Примечание 33) (в 2008 году: 133.417.653 тысячи тенге).

16. КАПИТАЛ

Уставный капитал

Общее количество акций в обращении, выпущенных и полностью оплаченных включает:

В тысячах тенге	Количество выпущенных акций	Количество оплаченных акций	Уставный капитал
На 31 декабря 2007 года	**316.098.884**	**316.098.884**	**158.049.442**
Выпущено	–	–	–
На 31 декабря 2008 года	**316.098.884**	**316.098.884**	**158.049.442**
Выпущено	4.042.365	3.196.092	1.598.046
На 31 декабря 2009 года	**320.141.249**	**319.294.976**	**159.647.488**

На 31 декабря 2008 года все акции были объявлены, выпущены и полностью оплачены. В 2009 году КМГ объявило и выпустило 4.042.365 простых акций, номинальной стоимостью 500 тенге за одну акцию на общую сумму 2.021.183 тысячи тенге. Неоплаченный капитал на 31 декабря 2009 года включал 423.138 тысяч тенге.

Взнос был осуществлен в форме инвестиций в АО «Институт химических наук им. А.Б. Бектурова» и АО «Институт органического катализа и электрохимии им. Д.В. Сокольского», по справедливой стоимости в 1.312.412 тысяч тенге и 262.352 тысячи тенге, соответственно. Оставшийся взнос был осуществлен в форме прочих основных средств.

Дополнительный оплаченный капитал

В июле 2009 года Группа обменяла 100% акций «АЖК» на 102.246 акций АО «Самрук-Энерго» (Примечание 6). Результат этой операции в размере 6.765.437 тысяч тенге были признаны в капитале как распределение акционеру Компании, так как сделка была осуществлена с акционером Группы.

Резерв от пересчета валюты отчетности

Резерв от пересчета валюты отчетности используется для учета курсовых разниц, возникающих от пересчета финансовых отчетностей дочерних организаций, функциональной валютой которых не является тенге, и финансовые отчетности которых включаются в данную консолидированную финансовую отчетность в соответствии с учетной политикой, описанной в Примечании 3.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

16. КАПИТАЛ (продолжение)

Выплаты акционеру

Операция с Материнской Компанией

В июле 2009 года Компания выпустила облигации на КФБ, которые были приобретены Самрук-Казына за общую сумму в 190 миллиардов тенге. Процентная ставка по облигациям составляет 5%, и они подлежат погашению через 35 лет. В этот же день Самрук-Казына выпустил облигации на КФБ, которые были приобретены Компанией за 190 миллиардов тенге. Процентная ставка по облигациям составляет 4% в год, и они подлежат погашению через 35 лет. Облигации к получению и облигации к погашению были дисконтированы по ставке в 12,5%, которая приблизительно равна рыночной процентной ставке, применимой для Компании и Материнской Компании на дату сделки. Разница в размере 14.992.000 тысячи тенге между полученным дисконтом по облигациям к погашению в размере 112.593.515 тысяч тенге и дисконтом по облигациям к получению в сумме 127.585.515 тысяч тенге был учтён как выплата акционеру Компании.

Дивиденды

В 2009 году КМГ начислил и выплатил дивиденды своему акционеру в размере 92,59 тенге за акцию в общей сумме 29.268.027 тысяч тенге (в 2008 году: 92,41 тенге за акцию в общей сумме 29.209.331 тысяча тенге).

Доля меньшинства

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
АО «Разведка Добыча КазМунайГаз»	399.867.006	355.681.135	271.828.698
Дочерние организации АО «Торговый Дом «КазМунайГаз»	75.862.949	65.186.774	77.159.789
Прочие	580.321	426.542	1.141.956
	476.310.276	421.294.451	350.130.443

В 2009 году АО «Разведка Добыча КазМунайГаз» увеличило собственные выкупленные акции в результате выкупа собственных акций (1.499.180 простых акций) на сумму 21.381.199 тысяч тенге (в 2008 году: 55.748 простых акций на сумму 521.318 тысяч тенге). Разница между уплаченным вознаграждением и балансовой стоимостью выбывшей доли меньшинства в размере 1.593.431 тысяча тенге была признана в нераспределенной прибыли.

17. ЗАЙМЫ

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Займы с фиксированной ставкой вознаграждения	1.223.976.364	522.808.100	582.192.532
Средневзвешенные ставки вознаграждения	9,69%	8,40%	6,33%
Займы с плавающей ставкой вознаграждения	613.697.786	627.163.137	446.053.258
Средневзвешенные ставки вознаграждения	3,27%	4,56%	7,09%
	1.837.674.150	1.149.971.237	1.028.245.790

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Займы, выраженные в долларах США	1.401.536.319	1.065.340.407	927.813.723
Займы, выраженные в тенге	386.449.500	14.653.253	2.714.918
Займы, выраженные в евро	26.632.828	44.376.253	60.152.120
Займы, выраженные в других валютах	23.055.503	25.601.324	37.565.029
	1.837.674.150	1.149.971.237	1.028.245.790

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

17. ЗАЙМЫ (продолжение)

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Текущая часть	**452.741.110**	188.445.495	668.987.808
Долгосрочная часть	**1.384.933.040**	961.525.742	359.257.982
	1.837.674.150	1.149.971.237	1.028.245.790

Облигации к получению от Самрук-Казына (Примечание 16) заложены в «Национальный Банк Республики Казахстан» («НБРК») по соглашению РЕПО, в результате которого Группа получила 180,5 миллиардов тенге от НБРК на период в четыре месяца под 8,5% в год. Проценты по облигациям к погашению Самрук-Казына начисляются раз в полгода, начиная с 2009 года. Проценты по облигациям к погашению НБРК начисляются ежемесячно, начиная с 2009 года.

По состоянию на 31 декабря 2009 года, займы Группы были обеспечены заложенными основными средствами на сумму 22.818.489 тысяч тенге (в 2008 году: 74.022.780 тысяч тенге), долгосрочными банковскими депозитами на сумму 75.255 тысяч тенге (в 2008 году: 23.944.355 тысяч тенге), инвестицией в «ПКИ» в размере 131.904.472 тысячи тенге (в 2008 году: 109.797.608 тысяч тенге), торговой дебиторской задолженностью на сумму 15.933.804 тысячи тенге (в 2008 году: 9.299.290 тысяч тенге) и краткосрочными банковскими депозитами на сумму 9.840.620 тысяч тенге (в 2008 году: ноль).

18. К УПЛАТЕ ЗА ПРИОБРЕТЕНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОЛИ В «СЕВЕРО-КАСПИЙСКОМ ПРОЕКТЕ»

31 октября 2008 года все участники проекта СКП подписали соглашение, согласно которому все участники проекта, за исключением «КМГ Кашаган Б.В.», согласились частично передать часть своих долей в проекте, на пропорциональной основе, таким образом, чтобы увеличить долю «КМГ Кашаган Б.В.» в СКП с 8,33% до 16,81% ретроспективно с 1 января 2008 года (Примечания 7 и 8). Цена приобретения включает фиксированную сумму в размере 1,78 миллиардов долларов США и годовое вознаграждение в размере LIBOR плюс 3 процента, который ежегодно капитализируется в сумму основного долга. Данная задолженность обеспечена дополнительной приобретенной долей в размере 8,48%. По состоянию на 31 декабря 2009 года балансовая стоимость заложенных активов (основные средства и активы по разведке и оценке) составляла 447.381.805 тысяч тенге (в 2008 году: 271.556.900 тысяч тенге).

19. РАСЧЕТЫ С УЧАСТНИКОМ СОВМЕСТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

В 2007 году Группа приобрела 50%-ую долю в совместно-контролируемом предприятии CCEL, средства которого инвестированы в добычу нефти и природного газа в западном Казахстане от «State Alliance Holdings Limited» (холдинговая компания, принадлежащая «CITIC Group», компании, котируемой на фондовой бирже Гонконга).

CCEL обязано ежегодно объявлять дивиденды на основании имеющегося в наличии распределяемого капитала. В то же самое время Группа приняла на себя обязательство переводить CITIC любые дивиденды полученные от CCEL, в превышение гарантированной выплаты в размере до максимальной суммы, которая составила 790,5 миллионов долларов США (117.288.512 тысяч тенге) на 31 декабря 2009 года (в 2008 году: 778,8 миллионов долларов США или 94.056.389 тысяч тенге) до 2020 года. Максимальная сумма представляет собой остаток доли компании в первоначальной цене приобретения профинансированной CITIC плюс начисленное вознаграждение. Группа не имеет обязательства уплачивать суммы CITIC до тех пор, пока она не получит эквивалентную сумму CCEL. Соответственно, Группа признает в своем консолидированном отчёте о финансовом положении только право на получение дивидендов от CCEL в размере гарантированной выплаты на ежегодной основе до 2020 года, плюс право на удержание любых дивидендов в превышение максимальной гарантированной суммы. Балансовая стоимость этой дебиторской задолженности составила 141,7 миллиона долларов США (21.022.017 тысяч тенге) на 31 декабря 2009 года (в 2008 году: 153,5 миллиона долларов США или 18.533.003 тысячи тенге).

Кроме того, Группа имеет право, в определенных случаях, указанных в договоре о покупке, реализовать свой опцион на продажу и вернуть CITIC инвестиции и получить обратно 150 миллионов долларов США плюс вознаграждение по годовой ставке 8%, минус совокупную сумму полученных гарантированных платежей.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

19. РАСЧЕТЫ С УЧАСТНИКОМ СОВМЕСТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ (продолжение)

17 ноября 2008 года гарантированный платеж был увеличен с 26,2 миллионов долларов США до 26,9 миллионов долларов США, уплачиваемого двумя равными платежами не позднее 12 июня и 12 декабря. После заключения данного соглашения эффективная ставка вознаграждения по дебиторской задолженности составляет 15% в год.

20. РЕЗЕРВЫ

В тысячах тенге	Обязательства по выбытию активов	Обязательство за ущерб окружающей среде	Резерв по налогам	Прочие	Итого
Резерв на 31декабря 2007 года (пересчитано)	**25.590.051**	**34.681.103**	**20.992.157**	**20.559.545**	**101.822.856**
Пересчет валюты отчетности	75.732	69.208	–	66	**145.006**
Изменение в оценке	(11.229.046)	–	–	–	**(11.229.046)**
Увеличение на сумму дисконта	1.914.791	–	–	–	**1.914.791**
Резерв за год	7.549.447	–	7.673.793	4.258.213	**19.481.453**
Сторнирование неиспользованных сумм	–	(529.177)	(2.149.174)	(203.076)	**(2.881.427)**
Использование резерва	(603.397)	(3.063.907)	(289.610)	(10.512.998)	**(14.469.912)**
Резерв на 31 декабря 2008 года (пересчитано)	**23.297.578**	**31.157.227**	**26.227.166**	**14.101.750**	**94.783.721**
Пересчет валюты отчетности	1.358.581	2.167.407	91.991	354.754	**3.972.733**
Изменение в оценке	(3.886.013)	940.891	162.451	970.536	**(1.812.135)**
Увеличение на сумму дисконта	1.864.736	8.457	–	122.000	**1.995.193**
Резерв за год	5.320.355	9.231	17.018.727	6.212.347	**28.560.660**
Сторнирование неиспользованных сумм	(1.706.484)	–	(10.713.351)	(408.943)	**(12.828.778)**
Поступления при объединении предприятий (Примечание 5)	–	57.811	–	–	**57.811**
Использование резерва	(1.084.326)	(3.506.648)	(1.248.600)	(5.773.306)	**(11.612.880)**
Резерв на 31 декабря 2009 года	**25.164.427**	**30.834.376**	**31.538.384**	**15.579.138**	**103.116.325**

Суммы по увеличению резерва по обязательствам по выбытию активов капитализируются в состав основных средств как приобретения соответствующих годов.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

20. РЕЗЕРВЫ (продолжение)

Текущая и долгосрочная части разделены следующим образом:

В тысячах тенге	Обязательства по выбытию активов	Обязательство за ущерб окружающей среде	Резерв по налогам	Прочие	Итого
На 31 декабря 2009 года					
Текущая часть	999.735	6.678.269	28.848.511	9.780.272	**46.306.787**
Долгосрочная часть	24.164.692	24.156.107	2.689.873	5.798.866	**56.809.538**
Резерв на 31 декабря 2009 года	**25.164.427**	**30.834.376**	**31.538.384**	**15.579.138**	**103.116.325**
На 31 декабря 2008 года					
Текущая часть	1.120.014	6.386.534	25.743.945	6.997.094	**40.247.587**
Долгосрочная часть	22.177.564	24.770.693	483.221	7.104.656	**54.536.134**
Резерв на 31 декабря 2008 года (пересчитано)	**23.297.578**	**31.157.227**	**26.227.166**	**14.101.750**	**94.783.721**
На 31 декабря 2007 года					
Текущая часть	1.427.890	2.813.003	19.500.656	16.563.894	**40.305.445**
Долгосрочная часть	24.162.161	31.868.100	1.491.499	3.995.651	**61.517.411**
Резерв на 31 декабря 2007 года (пересчитано)	**25.590.051**	**34.681.103**	**20.992.157**	**20.559.545**	**101.822.856**

Описание данных резервов, включая существенные оценки и допущения, включено в Примечание 4.

21. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Авансы полученные	**58.021.587**	11.898.102	19.671.675
Задолженность перед сотрудниками	**11.989.441**	13.741.326	14.459.819
Прочие	**21.412.879**	22.852.775	13.710.884
Итого прочих текущих обязательств	**91.423.907**	48.492.203	47.842.378
Торговая кредиторская задолженность	**156.470.367**	142.902.855	140.019.000
	247.894.274	191.395.058	187.861.378

На 31 декабря 2009 и 2008 годов по торговой кредиторской задолженности и прочим текущим обязательствам проценты не начислялись.

22. ПРОЧИЕ НАЛОГИ К УПЛАТЕ

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Рентный налог на экспорт сырой нефти	**20.941.235**	–	–
Акцизный налог	**16.366.721**	11.427.406	10.560.099
Налог на добычу полезных ископаемых	**15.277.760**	–	–
Специальный фонд на нефтепродукты	**11.525.958**	8.236.264	9.278.720
НДС	**8.924.377**	8.856.686	8.801.144
Прочие	**10.950.520**	7.997.336	7.132.530
	83.986.571	36.517.692	35.772.493

Рентный налог на экспорт сырой нефти и налог на добычу полезных ископаемых являются новыми налогами, применимыми для Группы, которые были введены измененным налоговым кодексом, вступившим в силу с 1 января 2009 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

23. ВЫРУЧКА ОТ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАННЫХ УСЛУГ

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)
Реализация нефтепродуктов	**1.045.224.923**	1.107.132.183
Реализация сырой нефти	**429.098.384**	658.085.086
Оплата за транспортировку	**250.000.000**	197.140.053
Реализация продуктов переработки газа	**63.998.189**	61.703.584
Прочий доход	**74.436.443**	81.187.109
Минус: налоги с продаж и коммерческие скидки	**(273.210.318)**	(219.642.100)
	1.589.548.621	1.885.605.915

Доход поступает от основной деятельности Группы, которая преимущественно представляет собой добычу и транспортировку углеводородов на территории Казахстана, и маркетинг продуктов нефти и газа.

24. СЕБЕСТОИМОСТЬ РЕАЛИЗОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ И ОКАЗАННЫХ УСЛУГ

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)
Материалы и запасы	**697.928.202**	900.345.303
Расходы по заработной плате	**97.004.419**	80.257.716
Износ, истощение и амортизация	**81.375.992**	76.721.531
Налог на добычу полезных ископаемых	**55.072.185**	–
Ремонт и обслуживание	**34.126.334**	35.016.750
Электроэнергия	**15.357.015**	13.507.691
Прочие налоги	**5.575.367**	6.935.418
Роялти	–	28.364.477
Прочее	**60.561.321**	58.211.430
	1.047.000.855	1.199.360.316

В результате введения нового налогового кодекса, вступившего в силу с 1 января 2009 года (Примечание 4), роялти более не применимы для операций Группы. В соответствии с новым налоговым кодексом, был введен налог на добычу полезных ископаемых, который применим к операциям Группы.

25. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)
Расходы по заработной плате	**43.445.926**	46.979.660
Консультационные услуги	**19.514.503**	9.686.564
Износ и амортизация	**13.468.610**	13.251.291
Налоги	**11.041.693**	6.295.907
Благотворительность	**6.569.361**	5.047.718
Резервы по сомнительным долгам (Примечания 13 и 14)	**2.462.345**	14.154.020
Прочее	**23.610.364**	50.288.896
	120.112.802	145.704.056

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

26. РАСХОДЫ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ И РЕАЛИЗАЦИИ

В тысячах тенге	**2009**	2008 (пересчитано)
Транспортировка	**66.453.906**	47.679.449
Рентный налог	**58.673.500**	–
Расходы по заработной плате	**13.813.555**	11.307.836
Износ и амортизация	**10.593.055**	8.397.208
Таможенные пошлины	–	68.796.006
Прочее	**19.450.902**	17.551.480
	168.984.918	153.731.979

Таможенные экспортные пошлины на сырую нефть были введены Правительством Казахстана в 2008 году. В соответствии с положениями налогового кодекса, вступившего в силу с 1 января 2009 года, таможенные экспортные пошлины не применимы к плательщикам рентного налога.

27. ДОХОД ОТ ВЫБЫТИЯ ДОЧЕРНЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ

В соответствии с решением городского суда г. Кутаиси от 16 марта 2009 года, Группа потеряла контроль над своей дочерней организацией КТГ-Тбилиси, в результате передачи последней в специальное управление Национального Комитета Грузии по управлению энергетикой и водными ресурсами. Таким образом, Группа потеряла своё право определять финансовую и операционную деятельность КТГ-Тбилиси, соответственно, потеряв контроль над дочерней организацией и права на экономические выгоды, связанные с таким контролем. Консолидация этой дочерней организации прекращена с 16 марта 2009 года, даты потери контроля.

Основные классы активов и обязательств КТГ-Тбилиси на 16 марта 2009 года представлены следующим образом:

В тысячах тенге	**16 марта 2009 года**
Основные средства	6.452.481
Нематериальные активы	16.764
Товарно-материальные запасы	196.572
Торговая дебиторская задолженность	4.065.394
Налоги к возмещению	580.217
Денежные средства и их эквиваленты	279.563
Итого активов	**11.590.991**
Процентные займы и привлечённые средства	(9.220.121)
Займы от связанных сторон	(8.530.375)
Обязательство по отсроченному корпоративному подоходному налогу	(658.013)
Торговая и прочая кредиторская задолженность	(7.650.051)
Прочие текущие обязательства	(1.127.500)
Итого обязательств	**(27.186.060)**
Чистые обязательства	**(15.594.069)**
Минус: резерв по пересчету иностранной валюты	2.389.402
Минус: резерв по обязательству дочерней организации, гарантированному Группой	7.418.000
Доход от потери контроля над дочерней организацией	**(5.787.667)**

В декабре 2009 года Группа подписала суб-консорциальное соглашение с Credit Suisse. В соответствии с суб-консорциальным соглашением, Группа погасила задолженность по обязательствам КТГ-Тбилиси путем приобретения права требования от КТГ-Тбилиси по займу от Credit Suisse в сумме 7.418.000 тысяч тенге. Группа полностью обесценила права требования от КТГ-Тбилиси.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

27. ДОХОД ОТ ВЫБЫТИЯ ДОЧЕРНЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (продолжение)

Показатели КТГ-Тбилиси за два с половиной месяца, закончившихся 16 марта 2009 года, представлены следующим образом:

В тысячах тенге	2009
Выручка	4.107.697
Себестоимость реализации	(3.649.288)
Административные расходы	(252.015)
Расходы по реализации	(942.912)
Прочие расходы	(493.555)
Убыток до налогообложения	(1.240.073)
Расходы по подоходному налогу	(25.667)
Убыток за период	(1.265.740)

При прекращении консолидации накопленная сумма резерва по пересчёту иностранной валюты КТГ-Тбилиси в размере 2.389.402 тысячи тенге была включена в доход от потери контроля над дочерней организацией.

В сентябре 2008 года оставшаяся часть доли участия TRG в Straulesti Project Development выбыла при продаже всей доли участия в дочерней организации SC Astra Investitii Imobiliare SRL компании, зарегистрированной на Кипре, DPS Investments Ltd. за 7.819.500 тысяч тенге. Прибыль, полученная в результате данной продажи, в размере 2.839.531 тысяча тенге была признана в консолидированном отчете о совокупном доходе.

28. ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)
Процентный доход по вкладам в банках и облигациям	81.599.140	68.508.325
Переоценка обязательства по опциону пут	–	24.616.953
Прочие	3.268.037	7.978.516
	84.867.177	101.103.794

Переоценка обязательства по опциону пут в 2008 году представляет собой разницу между справедливой стоимостью обязательства по опциону пут с момента приобретения TRG (Примечание 5) и 31 декабря 2008 года.

29. ФИНАНСОВЫЕ ЗАТРАТЫ

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)
Проценты по займам и выпущенным долговым ценным бумагам	121.964.543	91.544.892
Амортизация дисконта по обязательствам по выбытию активов	1.995.193	1.914.791
Амортизация дисконта по обязательству по опциону пут	–	5.125.057
Прочее	16.865.997	9.773.494
	140.825.733	108.358.234

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

30. ДОЛЯ В ДОХОДАХ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И АССОЦИИРОВАННЫХ КОМПАНИЙ

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)
ТОО «ТенгизшевройОйл»	**111.024.753**	145.347.057
ТОО «КазРосГаз»	**44.475.814**	21.012.331
«ПетроКазахстан Инк.»	**9.221.421**	22.470.653
ТОО «Казахойл-Актобе»	**2.454.323**	2.323.071
ТОО «КазГерМунай»	**1.553.769**	44.646.843
Прочее	**3.008.032**	3.969.134
	171.738.112	239.771.089

31. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

Предоплата по подоходному налогу на 31 декабря 2009 года в сумме 11.979.760 тысяч тенге (в 2008 году: 7.790.729 тысяч тенге, в 2007 году: 8.203.953 тысячи тенге) представляет собой корпоративный подоходный налог.

На 31 декабря подоходный налог к уплате представлен следующим образом:

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Налог на сверхприбыль	**19.245.506**	55.977.064	51.460.579
Корпоративный подоходный налог	**13.191.917**	1.611.011	11.562.307
Подоходный налог к уплате	**32.437.423**	57.588.075	63.022.886

Расходы по подоходному налогу за годы, закончившиеся 31 декабря, включают:

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)
Текущий подоходный налог:		
Корпоративный подоходный налог	**88.283.388**	151.712.516
Налог на сверхприбыль	**30.914.304**	60.534.506
Налог у источника выплаты по полученным дивидендам	**27.444.776**	20.358.277
Отсроченный подоходный налог:		
Корпоративный подоходный налог	**1.128.942**	(28.899.981)
Налог на сверхприбыль	**(106.070)**	(3.207.621)
Налог у источника выплаты по дивидендам	**31.630.374**	(210.508)
Расходы по подоходному налогу	**179.295.714**	200.287.189

В соответствии с изменениями 2006 года в налоговом законодательстве, вступившими в силу 1 января 2007 года, дивиденды, полученные от Казахстанских налогоплательщиков, не подлежат налогообложению налогом у источника выплаты. Следуя этим изменениям в налоговом законодательстве, в 2006 году Группа сторнировала обязательства по отсроченному налогу на нераспределенную прибыль от дочерних организаций, зарегистрированных в Республике Казахстан, которые были признаны в прошлые годы. Однако, в течении 2007-2009 годов Группа получала дивиденды от ТОО «Тенгизшевройл» (20% совместное предприятие Группы, Казахстанский налогоплательщик) за минусом налога у источника выплаты, так как существует неопределенность того, распространяется ли отмена налога у источника выплаты на стабильный налоговый режим ТОО «Тенгизшевройл». Группа пыталась оспорить удержание налога у источника, но не добилась этого по состоянию на 31 декабря 2009 года. Соответственно, руководство Группы решило признать отсроченное обязательство по налогу у источника выплаты на нераспределенную прибыль ТОО «Тенгизшевройл», так как это является наилучшей оценкой того, что Группа в последующем будет получать дивиденды за вычетом налога у источника выплаты.

В декабре 2008 года Правительство Республики Казахстан утвердила поправки в налоговый кодекс, вступившие в силу с 1 января 2009 года, в соответствии с которыми ставка подоходного налога была определена как 20% на 2009 год, 17,5% на 2010 год и 15% на 2011 год и далее. Группа произвела расчеты текущих и отсроченных налогов с учетом данных изменений по состоянию на 31 декабря 2008 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

31. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

В ноябре 2009 года Правительство Республики Казахстан утвердило дальнейшие поправки в налоговый кодекс, которые вступили в силу 1 января 2009 года, в соответствии с которыми ставка подоходного налога была определена как 20% на 2009-2012 года, 17,5% в 2013 году и 15% в 2014 году и далее. Механизм расчета НСП также изменяется с 2009 года. Группа произвела расчеты текущих и отсроченных налогов с учетом данных изменений по состоянию на 31 декабря 2009 года. Сверка расходов по подоходному налогу, рассчитанных от бухгалтерской прибыли до налогообложения по нормативной ставке подоходного налога (20% в 2009 году и 30% в 2008 году) к расходам по подоходному налогу, представлена следующим образом за годы, закончившиеся 31 декабря:

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)
Прибыль до налогообложения от продолжающейся деятельности	367.787.347	583.770.622
Убыток до налогообложения от прекращенной деятельности	3.001.876	8.150.302
Ставка подоходного налога	20%	30%
Расходы по подоходному налогу по бухгалтерской прибыли	74.157.845	177.576.277
Налоговый эффект постоянных разниц		
Налог на сверхприбыль	30.808.234	57.326.885
Налог у источника выплаты по дивидендам	59.075.150	20.147.769
Налоговый эффект статей не относимых на вычеты или не подлежащих обложению в целях налогообложения	8.015.222	40.929.647
Эффект отличных ставок корпоративного подоходного налога	(3.723.562)	(6.528.101)
Эффект изменения ставок подоходного налога	(521.177)	(83.495.396)
Изменение в непризнанных активах по отсроченному налогу	12.358.258	(5.157.357)
Расходы по корпоративному подоходному налогу, представленные в консолидированном отчете о совокупном доходе	180.169.970	200.799.724
Расходы по подоходному налогу по прекращенной деятельности	(874.256)	(512.535)
Расходы по подоходному налогу от продолжающейся деятельности	179.295.714	200.287.189

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

31. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

Сальдо отсроченного налога, рассчитанного посредством применения установленных законом ставок налога, действующих на даты составления соответствующих отчетов о финансовом положении, к временным разницам между основой для расчета активов и обязательств и суммами, отраженными в консолидированной финансовой отчетности, на 31 декабря включают следующее:

В тысячах тенге	2009 год Корпоративный подоходный налог	2009 год Налог на сверхприбыль	2009 год Налог у источника	2009 год Итого	2008 год Корпоративный подоходный налог (пересчитано)	2008 год Налог на сверхприбыль (пересчитано)	2008 год Налог у источника (пересчитано)	2008 год Итого (пересчитано)	2007 год Корпоративный подоходный налог (пересчитано)	2007 год Налог на сверхприбыль (пересчитано)	2007 год Налог у источника (пересчитано)	2007 год Итого (пересчитано)
Активы по отсроченному налогу												
Основные средства	4.289.067	–	–	4.289.067	1.913.445	–	–	1.913.445	8.392.149	–	–	8.392.149
Перенесенные налоговые убытки	11.508.406	–	–	11.508.406	163.243	–	–	163.243	1.592.603	–	–	1.592.603
Начисленные обязательства в отношении работников	2.150.854	228.693	–	2.379.547	3.171.827	25.285	–	3.197.112	1.213.091	–	–	1.213.091
Обесценение финансовых активов	416.160	–	–	416.160	1.825.328	–	–	1.825.328	806.895	–	–	806.895
Обязательство за загрязнение окружающей среды	2.307.409	–	–	2.307.409	1.046.519	11.563	–	1.058.082	1.418.368	–	–	1.418.368
Прочие	13.405.861	2.672.608	–	16.078.469	6.215.960	94.667	–	6.310.627	9.362.610	4.424.247	–	13.786.857
Минус: непризнанные активы по отсроченному налогу	(14.956.699)	–	–	(14.956.699)	(2.598.441)	–	–	(2.598.441)	(7.755.798)	–	–	(7.755.798)
Минус: активы, по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(8.226.041)	(1.071.591)	–	(9.297.632)	(7.587.973)	(131.515)	–	(7.719.488)	(12.714.406)	(4.424.247)	–	(17.138.653)
Активы по отсроченному налогу	10.897.017	1.829.710	–	12.726.727	4.149.908	–	–	4.149.908	2.315.512	–	–	2.315.512
Обязательства по отсроченному налогу												
Основные средства	92.112.117	2.787.348	–	94.899.465	61.191.362	131.515	–	61.322.877	140.699.676	34.254.570	–	174.954.246
Нераспределенная прибыль дочерних компаний	2.389.786	–	34.164.025	36.553.811	132.024	–	2.106.116	2.238.140	(39.375.168)	(27.562.618)	2.310.121	(64.627.665)
Прочее	2.775.379	7.883	–	2.783.262	14.985.764	–	–	14.985.764	5.260.329	931.268	–	6.191.597
Минус: активы, по отсроченному налогу, зачтенные с обязательствами по отсроченному налогу	(8.226.041)	(1.071.591)	–	(9.297.632)	(7.587.973)	(131.515)	–	(7.719.488)	(12.714.406)	(4.424.247)	–	(17.138.653)
Обязательства по отсроченному налогу	89.051.241	1.723.640	34.164.025	124.938.906	68.721.177	–	2.106.116	70.827.293	93.870.431	3.198.973	2.310.121	99.379.525
Чистые обязательства по отсроченному налогу	78.154.224	(106.070)	34.164.025	112.212.179	64.571.269	–	2.106.116	66.677.385	91.554.919	3.198.973	2.310.121	97.064.013

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

31. РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ (продолжение)

Отсроченные налоги по основным средствам представляют собой разницы между налоговой и бухгалтерской базой учёта основных средств, вследствие разных ставок амортизации в налоговом и бухгалтерском учёте, корректировок справедливой стоимости по приобретениям, обесценения и капитализации обязательств по выбытию активов.

Отсроченный корпоративный подоходный налог и налог на сверхприбыль определяются в отношении каждого контракта на недропользование. Отсроченный подоходный налог также определяется для видов деятельности, не входящих в объем контрактов на недропользование. Отсроченный налоговый актив признается только в той степени, в которой существует вероятность наличия в будущем налогооблагаемого дохода, относительно которого актив может быть использован. Отсроченные налоговые активы уменьшаются в той степени, в которой больше не существует вероятности того, что связанные с ними налоговые льготы будут реализованы. На 31 декабря 2009 года непризнанные отсроченные налоговые активы в основном относились к перенесенным налоговым убыткам в сумме 10.684.951 тысяча тенге (в 2008 году: ноль).

Перенесенные налоговые убытки в Республике Казахстан по состоянию на 31 декабря 2009 года истекают в течении десяти лет с момента возникновения для целей налогообложения. Следовательно, основная часть перенесенных налоговых убытков Группы по состоянию на 31 декабря 2009 года истекает в 2019 году для целей налогообложения.

Изменения в обязательствах по отсроченному налогу представлены следующим образом:

В тысячах тенге	**2009 год Корпоративный подоходный налог**	**2009 год Налог на сверхприбыль**	**2009 год Налог у источника**	**2009 год Итого**	2008 год Корпоративный подоходный налог (пересчитано)	2008 год Налог на сверхприбыль (пересчитано)	2008 год Налог у источника (пересчитано)	2008 год Итого (пересчитано)
Сальдо на 1 января	**64.571.269**	**–**	**2.106.116**	**66.677.385**	91.554.919	3.198.973	2.310.121	97.064.013
Пересчет валюты отчетности	**10.947.074**	**–**	**427.535**	**11.374.609**	114.876	8.648	6.503	130.027
Прекращенная деятельность	**(2.933.936)**	**–**	**–**	**(2.933.936)**	–	–	–	–
Потеря контроля над дочерней организацией	**(658.013)**	**–**	**–**	**(658.013)**	–	–	–	–
Приобретение дочерних и совместно-контролируемых организаций (Примечание 5)	**5.098.888**	**–**	**–**	**5.098.888**	1.801.455	–	–	1.801.455
Отражено в консолидированном отчете о совокупном доходе	**1.128.942**	**(106.070)**	**31.630.374**	**32.653.246**	(28.899.981)	(3.207.621)	(210.508)	(32.318.110)
Сальдо на 31 декабря	**78.154.224**	**(106.070)**	**34.164.025**	**112.212.179**	64.571.269	–	2.106.116	66.677.385

32. СУЩЕСТВЕННЫЕ НЕДЕНЕЖНЫЕ ОПЕРАЦИИ

В 2009 году сумма задолженности в 10.830.585 тысяч тенге по условиям соглашения о предэкспортном финансировании была погашена сырой нефтью (в 2008 году: 17.862.800 тысяч тенге).

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

33. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ

Сделки со связанными сторонами осуществлялись на условиях, согласованных между сторонами, которые не обязательно соответствуют рыночным ставкам, за исключением некоторых регулируемых услуг, которые предоставлены на основании тарифов, предлагаемых для связанных и третьих сторон.

Следующая таблица показывает общую сумму сделок, которые были совершены со связанными сторонами в 2009 и 2008 годах и соответствующие сальдо по состоянию на 31 декабря 2009, 2008 и 2007 годов:

В тысячах тенге		Задолженность связанных сторон	Задолженность связанным сторонам	Деньги и депозиты на счетах связанных сторон	Задолженность по займам связанным сторонам
Компании, входящие в «Самрук-Казына»	**2009**	**3.783.328**	**652.724**	**563.067.764**	**128.017.415**
	2008	9.426.825	572.746	452.810.850	12.445.854
	2007	3.034.596	176.972	–	–
Прочие предприятия, контролируемые государством	**2009**	**785.946**	**423.056**	–	–
	2008	–	7.274.673	–	–
	2007	–	–	–	–
Ассоциированные компании	**2009**	–	**1.205.226**	–	–
	2008	457.198	3.280.178	–	–
	2007	–	–	–	–
Прочие связанные стороны	**2009**	**8.028.231**	–	–	–
	2008	–	16.096.641	–	–
	2007	–	–	–	–
Совместные предприятия, в которых Группа является участником	**2009**	**29.233.823**	**40.749.677**	–	–
	2008	7.979.707	5.987.771	–	–
	2007	7.135.216	9.095.519	–	–

В тысячах тенге		Продажи связанным сторонам	Приобретения у связанных сторон	Вознаграждение от связанных сторон	Вознаграждение связанным сторонам
Компании, входящие в «Самрук-Казына»	**2009**	**8.597.668**	**19.141.376**	**27.626.412**	**3.173.832**
	2008	6.319.999	20.391.556	–	–
Прочие предприятия, контролируемые государством	**2009**	**1.106.860**	**12.651.588**	–	–
	2008	627.958	9.289.979	–	–
Ассоциированные компании	**2009**	**9.158.154**	**291.208**	–	–
	2008	14.767.826	404.734	–	–
Прочие связанные стороны	**2009**	–	**4.315.000**	–	–
	2008	–	–	–	–
Совместные предприятия, в которых Группа является участником	**2009**	**23.719.479**	**78.717.544**	–	–
	2008	3.889.553	49.461.653	–	–

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

33. РАСКРЫТИЕ ИНФОРМАЦИИ О СВЯЗАННЫХ СТОРОНАХ (продолжение)

Операции с компаниями (приобретения от предприятий), входящими в «Самрук-Казына», с прочими предприятиями, контролируемыми государством, и с совместными предприятиями представлены в основном операциями Группы с АО «Казахстан Темир Жолы» (железнодорожные перевозки), АО «Казахтелеком» (услуги связи), АО «Казатомпром» (энергия), АО «КЕГОК» (электричество), АО «Казпочта» (почтовые услуги) и АО «Самрук-Энерго». В добавление, Группа продает продукты нефти и газа, а также оказывает услуги транспортировки нефти и газа компаниям, входящим в «Самрук-Казына», ассоциированным компаниям и совместным предприятиям.

По состоянию на 31 декабря 2009 год Группа имела дебиторскую задолженность по беспроцентным займам, выданным связанным сторонам, в размере 11.283.366 тысяч тенге (долгосрочная и краткосрочная части, за минусом резерва по сомнительным счетам) (в 2008 году: 1.159.871 тысяча тенге). Беспроцентные займы в основном представлены долгосрочным займом на сумму 8.028.231 тысяча тенге, выданным КТГ-Тбилиси, над которым Группа потеряла контроль (Примечание 27), что привело к его деконсолидации в 2009 году, что далее привело к признанию дебиторской задолженности в консолидированном отчете о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2009 года. Беспроцентные займы изначально признаются по справедливой стоимости, что приводит к признанию дисконтов на момент предоставления займов. В последствии эти беспроцентные займы учитываются по амортизированной стоимости.

В октябре 2008 года, после создания «Самрук-Казына», АО «Народный Сберегательный Банк Казахстана» рассматривается как связанная сторона, так как оно контролируется членом ключевого управленческого персонала Группы и «Самрук-Казына». 2 февраля 2009 года Правительство, в лице АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына», стало контролирующим акционером АО «Альянс Банк» и АО «БТА Банк» с 76 и 78 процентами владения, соответственно, от общего числа акций. С этой даты Группа считает данные банки связанными сторонами для целей раскрытия в консолидированной финансовой отчетности. Средства Группы, размещенные в этих банках включают деньги, краткосрочные и долгосрочные депозиты, как это раскрыто в Примечаниях 10, 14 и 15.

По состоянию на 31 декабря 2009 года, балансовая стоимость по основному долгу Группы к уплате АО «Банк Развития Казахстана» (принадлежащего «Самрук-Казына») составила 118.184.954 тысячи тенге (в 2008 году: ноль).

В добавление к операциям со связанными сторонами, раскрытыми в таблице, как это раскрыто в Примечании 16, в июле 2009 года Компания выпустила облигации на КФБ, которые были приобретены Самрук-Казына за общую сумму в 190 миллиардов тенге. Номинальная процентная ставка по облигациям составляет 5% и они подлежат погашению через 35 лет. В этот же день Самрук-Казына выпустил облигации на КФБ, которые были приобретены Компанией за 190 миллиардов тенге. Номинальная процентная ставка по облигациям составляет 4% в год, и они подлежат погашению через 35 лет. Облигации к получению и облигации к погашению были дисконтированы по ставке в 12.5%, которая приблизительно равна рыночной процентной ставке, применимой для Компании на дату сделки. Возникающая разница в сумме 14.992.000 тысячи тенге между полученным дисконтом по облигациям к погашению в размере 112.593.515 тысяч тенге и дисконтом по облигациям к получению в сумме 127.585.515 тысяч тенге была учтёна как выплата Акционеру. Вознаграждение, начисленное на облигации к получению и облигации к уплате, составило 4.697.222 тысячи тенге и 3.757.778 тысячи тенге, соответственно, за год, закончившийся 31 декабря 2009 года. Амортизация дисконта по облигациям к получению и облигациям к уплате составила 106.500 тысяч тенге и 93.978 тысяч тенге, соответственно, за год, закончившийся 31 декабря 2009 года.

Общая сумма вознаграждения, выплаченная ключевому управленческому персоналу, включенная в общие и административные расходы в прилагаемом консолидированном отчете о совокупном доходе, составляет 2.155.192 тысячи тенге и 2.242.301 тысяча тенге за годы, закончившиеся 31 декабря 2009 и 2008 годов, соответственно. Вознаграждение, выплаченное ключевому управленческому персоналу, состоит из расходов по заработной плате, установленной контрактами, и премиями, основанными на операционных результатах.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

34. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые инструменты Группы включают займы, денежные средства и краткосрочные вклады, а также дебиторскую и кредиторскую задолженность. Основными рисками, возникающими по финансовым инструментам Группы, являются риск изменения процентной ставки, валютный риск и кредитный риск. Группа также отслеживает рыночный риск и риск ликвидности, возникающие по всем ее финансовым инструментам.

Валютный риск

В результате значительных сумм займов и кредиторской задолженности, выраженных в долларах США, на консолидированный отчет о финансовом положении Группы могут оказать значительное влияние изменения в обменных курсах доллара США к тенге. Группа также подвержена риску по сделкам в иностранной валюте. Такой риск возникает по доходам в долларах США. 80% дохода Группы выражено в долларах США, в то время как 40% себестоимости продаж выражено в тенге.

В следующей таблице представлена чувствительность прибыли Группы до налогообложения и капитала (вследствие изменения в справедливой стоимости денежных активов и обязательств), к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, при том условии, что все остальные параметры приняты величинами постоянными. Колебания курсов других валют не рассматриваются ввиду их несущественности для консолидированных результатов деятельности Группы. Существенное влияние на капитал Группы отсутствует.

В тысячах тенге	Увеличение / уменьшение в обменном курсе доллара США	Влияние на доход до налого-обложения
2009	**+10%**	**(143.261.535)**
	-15%	**214.892.306**
2008	+25%	(115.981.377)
	+40%	(185.548.470)

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

34. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Риск изменения процентных ставок

Риск, связанный с изменением процентных ставок, представляет собой риск колебания стоимости финансового инструмента в результате изменения процентных ставок на рынке. Подверженность Группы риску изменений в рыночных процентных ставках в основном относится к долгосрочным займам Группы с плавающей процентной ставкой.

Политика Группы предусматривает управление риском изменения процентной ставки посредством использования комбинации фиксированных и переменных процентных ставок по займам.

В следующей таблице представлен анализ чувствительности прибыли Группы до налогообложения (вследствие наличия займов с плавающей процентной ставкой) и капитала к возможным изменениям в процентной ставке, при этом все другие параметры приняты величинами постоянными. Существенное влияние на капитал Группы отсутствует.

В тысячах тенге	Увеличение / уменьшение в базисных пунктах	Влияние на доход до налого-обложения
2009 год		
ЛИБОР	**+10**	**178.062**
	-25	**(421.919)**
2008 год		
ЛИБОР	+50	(2.749.991)
	-50	2.749.991

Рыночный риск

Группа подвержена влиянию рисков конъюнктуры рынка, возникающих в связи с открытыми позициями по процентным ставкам, валютам и ценным бумагам, которые, в свою очередь, подвержены общим и специфическим колебаниям рынка. Группа управляет рисками конъюнктуры рынка посредством периодической оценки потенциальных убытков, которые могут возникнуть в результате неблагоприятных изменений конъюнктуры, а также путем установления соответствующих требований к рентабельности и залоговому обеспечению.

Кредитный риск

Группа совершает сделки исключительно с известными и кредитоспособными сторонами. В соответствии с политикой Группы все клиенты, желающие совершать торговые операции на условиях коммерческого кредита, подлежат процедуре кредитной проверки. Кроме того, дебиторская задолженность такого покупателя подлежит постоянному мониторингу для обеспечения уверенности в том, что риск невозврата задолженности для Группы минимален. Максимальный размер риска является балансовой стоимостью, как это раскрыто в Примечании 13. У Группы отсутствуют существенные концентрации кредитного риска.

В отношении кредитного риска, связанного с прочими финансовыми активами Группы, которые включают денежные средства и их эквиваленты, финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи и векселя, риск Группы связан с возможностью дефолта контрагента, при этом максимальный риск равен балансовой стоимости данных инструментов.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

34. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Кредитный риск (продолжение)

В следующей таблице показаны сальдо денежных средств, краткосрочных и долгосрочных депозитов (Примечания 10, 14 и 15) основных дочерних организаций Группы в банках на отчетную дату с использование обозначений кредитных рейтингов «Standard and Poor's».

		Рейтинг[1]			
Банки	Местонахождение	2009	2008	2009	2008
Народный Банк	Казахстан	B+ (отрицательный)	BB+ (отрицательный)	383.564.814	289.409.751
Казкоммерцбанк	Казахстан	B (отрицательный)	BB (отрицательный)	377.917.674	404.266.180
БТА Банк	Казахстан	D	BB (отрицательный)	177.169.186	163.401.099
Ситибанк Казахстан	Казахстан	A (стабильный)	–	63.568.354	101.247
АТФ Банк[2]	Казахстан	Рейтинг отозван	Рейтинг отозван	52.593.773	47.144.222
RBS Казахстан	Казахстан	A	A+	48.323.216	10.265.124
HSBC	Казахстан	AA (отрицательный)	AA-	31.405.238	27.948.577
Сбербанк России	Россия	Нет рейтинга	Нет рейтинга	15.573.342	1.681.125
Банк Центр Кредит	Казахстан	B (стабильный)	BB-	10.420.406	8.643.603
Дойче Банк	Германия	A+ (стабильный)	–	4.590.631	–
КазИнвестБанк	Казахстан	B- (отрицательный)	–	3.902.924	–
Credit Suisse	Британские Виргинские острова	A+	A+	3.089.894	3.439.832
ING Bank	Нидерланды	A+	AA	1.501.120	341.780
Каспи Банк	Казахстан	B (отрицательный)	B+	471.168	4.234
Прочие банки				8.285.510	29.142.008
Прочие дочерние организации				111.029.190	73.708.743
Наличные денежные средства				1.698.563	877.750
				1.295.105.003	1.060.375.275

В результате текущего дефицита ликвидности, спровоцированного продолжающимся глобальным кризисом, Группа не в состоянии отзывать значительные суммы денег, не причиняя тяжелый урон банкам. По состоянию на 31 декабря 2009 года Группа имеет денежные средства на текущих счетах и на краткосрочных депозитных счетах с различными сроками погашения в АО «БТА Банк» в общей сумме, указанной в таблице выше. АО «БТА Банк» требуется реструктуризация своих обязательств для того, чтобы продолжать свою деятельность в соответствии с принципом непрерывности.

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, приближающейся к его справедливой стоимости.

Требования к ликвидности регулярно контролируются, и руководство следит за наличием средств в объеме, достаточном для выполнения обязательств по мере их возникновения.

---

[1] Источник: Интерфакс – Казахстан, Factivia, официальные сайты банков по состоянию на 31 декабря соответствующего года

[2] АТФ Банк является членом ЮниКредит Групп

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

34. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Риск ликвидности (продолжение)

В следующей таблице представлена информация по состоянию на 31 декабря 2009 и 2008 годов о договорных недисконтированных платежах по финансовым обязательствам Группы в разрезе сроков погашения этих обязательств.

В тысячах тенге	До востребования	Свыше 1 месяца, но не более 3 месяцев	Свыше 3 месяцев, но не более 1 года	Свыше 1 года, но не более 5 лет	Свыше 5 лет	Итого
На 31 декабря 2009 года						
Займы	24.624.387	41.750.001	321.603.601	1.507.722.094	928.038.458	**2.823.738.541**
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте» и К уплате за приобретение дочерней организации	–	–	–	373.916.276	–	**373.916.276**
Торговая кредиторская задолженность	105.107.730	46.138.605	3.729.684	1.494.348	–	**156.470.367**
Прочие текущие обязательства	30.918.550	25.548.390	32.484.975	1.015.716	1.456.276	**91.423.907**
	160.650.667	**113.436.996**	**357.818.260**	**1.884.148.434**	**929.494.734**	**3.445.549.091**
На 31 декабря 2008 года (пересчитано)						
Займы	17.029.304	80.148.593	185.628.386	1.198.201.836	264.135.238	**1.745.143.357**
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте» и К уплате за приобретение дочернего предприятия	–	–	–	–	304.744.376	**304.744.376**
Торговая кредиторская задолженность	37.360.625	103.999.199	1.518.071	24.960	–	**142.902.855**
Обязательство по опциону пут	–	–	14.895.525	–	–	**14.895.525**
Прочие текущие обязательства	17.111.090	16.195.643	3.014.892	12.170.578	–	**48.492.203**
	71.501.019	**200.343.435**	**205.056.874**	**1.210.397.374**	**568.879.614**	**2.256.178.316**

Управление капиталом

Группа управляет своим капиталом, для того чтобы продолжать придерживаться принципа непрерывной деятельности наряду с максимизацией доходов для заинтересованных сторон посредством оптимизации баланса задолженности и капитала. Общая стратегия Группы осталась неизменной с 2007 года.

Структура капитала Группы состоит из задолженности, которая включает займы, раскрытые в Примечании 17 и капитала, включающего выпущенный капитал, дополнительный оплаченный капитал, прочие резервы и нераспределенную прибыль, как это раскрыто в Примечании 16.

Руководство Группы каждые полгода осуществляет анализ структуры капитала. Как часть этого анализа руководство рассматривает стоимость капитала и риски, связанные с каждым классом капитала. У Группы имеется целевое соотношение между чистой задолженностью и чистой капитализацией, не превышающее 50%.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

34. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Управление капиталом (продолжение)

Коэффициент на конец года представлен следующим образом:

В тысячах тенге	2009	2008 (пересчитано)
Займы	1.837.674.150	1.149.971.237
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте» и К уплате за приобретение дочернего предприятия	320.457.339	239.500.799
Обязательство по опциону пут	–	14.895.525
Прочие обязательства, составляющие чистую задолженность	6.590.029	6.593.287
Задолженность	2.164.721.518	1.410.960.848
Минус: денежные средства и их эквиваленты	564.191.152	491.761.713
Чистая задолженность	1.600.530.366	919.199.135
Чистая капитализация	3.482.462.771	2.527.878.996
Соотношение чистой задолженности к чистой капитализации	46%	36%

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Далее представлено сравнение по категориям балансовой стоимости и справедливой стоимости всех финансовых инструментов Группы:

В тысячах тенге	Балансовая стоимость		Справедливая стоимость	
	2009	2008 (пересчитано)	2009	2008 (пересчитано)
Финансовые активы				
Денежные средства и их эквиваленты	564.191.152	491.761.713	564.191.152	491.761.713
Краткосрочные финансовые активы	715.704.597	551.176.232	715.704.597	551.176.232
Дивиденды к получению от ассоциированной компании	14.687.640	–	14.687.640	–
Торговая дебиторская задолженность	142.179.614	111.796.282	142.179.614	111.796.282
Вексель к получению от участника совместного предприятия (краткосрочная и долгосрочная части)	21.351.028	18.862.018	21.351.028	18.862.018
Вексель к получению от ассоциированной компании	16.075.399	–	16.075.399	–
Облигации к получению	62.520.986	–	62.520.986	–
Долгосрочный заем связанной стороне	8.028.231	–	8.028.231	–
Долгосрочные банковские вклады	18.464.389	29.694.239	18.464.389	29.694.239
Финансовые обязательства				
Займы	1.837.674.150	1.149.971.237	1.816.080.184	1.170.544.264
К уплате за приобретение дополнительной доли в «Северо-Каспийском Проекте»	320.457.339	239.500.799	320.457.339	239.500.799
К уплате за приобретение дочерней организации	8.405.223	–	8.405.223	–
Торговая кредиторская задолженность	156.470.367	142.902.855	156.470.367	142.902.855
Обязательство по опциону пут	–	14.895.525	–	14.895.525
Прочие текущие и долгосрочные обязательства (исключая полученные авансы)	33.402.320	36.594.101	33.402.320	36.594.101

Справедливая стоимость заёмных средств была рассчитана посредством дисконтирования ожидаемых будущих денежных потоков по существующим процентным ставкам. Займы Группы основаны на рыночных ставках вознаграждения, специфичных для таких инструментов и, соответственно, они отражены по справедливой стоимости. Справедливая стоимость прочих финансовых активов была рассчитана с использованием рыночных процентных ставок.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

35. КОНСОЛИДАЦИЯ

Следующие существенные дочерние организации были включены в данную консолидированную финансовую отчетность:

	Доля владения		
Существенные организации	2009	2008 (пересчитано)	2007 (пересчитано)
Дочерние организации			
АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» («РД КМГ») и дочерние организации	57,95%	57,95%	57,95%
АО «КазТрансГаз» («КТГ») и дочерние организации	100,00%	100,00%	100,00%
АО «КазТрансОйл» («КТО») и дочерние организации	100,00%	100,00%	100,00%
АО «Торговый Дом «КазМунайГаз» («ТД КМГ») и дочерние организации	100,00%	100,00%	100,00%
АО «КазМунайТениз» («КМТ») и дочерние организации	100,00%	100,00%	100,00%
ТОО «КазМунайГаз-Сервис» и дочерние организации	100,00%	100,00%	100,00%
«КМГ Кашаган Б.В.»	100,00%	100,00%	100,00%
«Cooperative KazMunaiGaz PKI U.A.» и дочерние организации	100,00%	100,00%	100,00%
ТОО «Н Оперейтинг Компани»	100,00%	100,00%	–
ТОО «КМГ Транскаспий»	100,00%	100,00%	–
«Казахстан Пайплайн Венчурс» и ассоциированная компания	100,00%	50,10%	50,10%
АО «КазМорТрансФлот»	100,00%	100,00%	100,00%

36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Экологические обязательства

Законодательство по защите окружающей среды в Казахстане находится в процессе развития и поэтому подвержено постоянным изменениям. Штрафы за нарушение законодательства Республики Казахстан в области охраны окружающей среды могут быть весьма суровы. Потенциальные обязательства, которые могут возникнуть в результате более строгой интерпретации существующих положений, гражданских исков или изменений в законодательстве не могут быть достоверно оценены. Помимо тех сумм, по которым были сформированы резервы (Примечание 20), руководство считает, что не существует вероятных либо возможных экологических обязательств, которые могут оказать существенное отрицательное влияние на финансовое положение Группы, консолидированный отчет о совокупном доходе и консолидированный отчет о движении денежных средств.

Налогообложение

Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов, весьма сурова. Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню, начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Республики Казахстан, умноженной на 2,5. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Финансовые периоды остаются открытыми для проверки налоговыми органами в течение пяти календарных лет, предшествующих году, в котором проводится проверка. При определённых обстоятельствах налоговые проверки могут охватывать более длительные периоды. Ввиду неопределённости, присущей казахстанской системе налогообложения, потенциальная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы по настоящее время и начисленную на 31 декабря 2009 года.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Налогообложение (продолжение)

Руководство считает, что на 31 декабря 2009 года его толкование применимого законодательства является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по налогам будет подтверждена, кроме случаев, когда резервы начислены или раскрыты другим образом в настоящей консолидированной финансовой отчетности (Примечания 4 и 20).

Контроль по трансфертному ценообразованию

Контроль по трансфертному ценообразованию в Казахстане имеет очень широкий спектр и применяется ко многим операциям, которые напрямую или косвенно связаны с международными сделками, независимо от того, являются ли стороны сделок связанными или нет. Закон о трансфертном ценообразовании требует, чтобы все налоги, применимые к операциям были рассчитаны на основании рыночных цен, определенных по принципу вытянутой руки.

Новый закон о трансфертном ценообразовании в Казахстане вступил в силу с 1 января 2009 года. Новый закон не является четко выраженным и некоторые из его положений имеют малый опыт применения. Более того, закон не предоставляет детальных инструкций, которые находятся на стадии разработки. В результате, применение закона о трансфертном ценообразовании к различным видам операций не является четко выраженным.

Из-за неопределенностей, связанных с Казахстанским законом о трансфертном ценообразовании, существует риск того, что позиция налоговых органов может отличаться от позиции Группы, что может привести к дополнительным суммам налогов, штрафов и пени по состоянию на 31 декабря 2009 года.

Руководство считает, что на 31 декабря 2009 года его толкование применимого законодательства по трансфертному ценообразованию является соответствующим и существует вероятность того, что позиция Группы по трансфертному ценообразованию будет подтверждена.

Налоговый аудит «РД КМГ»

Налоговый комитет Министерства финансов Республики Казахстан провел налоговую проверку «РД КМГ» за 2004 и 2005 годы. По результатам проверки, начатой в 2007 году и завершенной в августе 2009 года, налоговым органом было произведено доначисление в размере 32.005.320 тысяч тенге, из которых 16.170.934 тысячи тенге – сумма налогов, 8.034.790 тысяч тенге – административный штраф вследствие налогового правонарушения и 7.799.596 тысяч тенге – пени за несвоевременную уплату.

Руководство Группы убеждено, что его интерпретация налогового законодательства справедлива и имеются весомые аргументы для оспаривания позиции «РД КМГ» в полном объеме согласно действующему законодательству Республики Казахстан. 15 сентября 2009 года «РД КМГ» подала апелляцию в Министерство финансов на результаты данной комплексной проверки. В результате, 9 февраля 2010 года Министерство финансов выпустило определение, согласно которому основная сумма начисленного налога была уменьшена до 3.846.878 тысяч тенге, а соответствующие проценты на несвоевременную уплату были снижены до 3.936.615 тысяч тенге (вероятно, что также последует решение касательно административного штрафа). В свете этих положительных событий, руководство, в настоящее время, оценивает варианты касательно подачи следующих апелляций. 4 марта 2010 года «РД КМГ» обратилось с исковым заявлением в Специализированный межрайонный экономический суд города Астаны с целью обжалования оставшейся суммы доначислений в полном объеме.

12 марта 2010 года налоговый комитет Министерства Финансов предоставил в «РД КМГ» измененную версию уведомления. Сумма начисленного налога была увеличена до 10.766.097 тысяч тенге, а соответствующая пеня снижена до 3.884.684 тысяч тенге. «РД КМГ» намеревается обжаловать данную сумму в полном объеме.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Налогообложение (продолжение)

Налоговый аудит «РД КМГ» (продолжение)

Тем не менее, руководство «РД КМГ» признает неопределенность и низкую вероятность положительного исхода всех судебных разбирательствах ввиду двусмысленности, различных интерпретаций налогового законодательства и непоследовательности позиции налоговых органов. В связи с этим руководство «РД КМГ» начислило определенные суммы в отношении доначислений, произведенных налоговым органом. По состоянию на 31 декабря 2009 года «РД КМГ» начислило 7.285.707 тысяч тенге, относящихся к доначислениям за 2004 и 2005 годы и дополнительно 4.135.935 тысяч тенге по этим вопросам за период с 2006 года по 2009 года, включая проценты за несвоевременную уплату (Примечание 20).

Уведомление по таможенной пошлине («РД КМГ»)

18 августа 2009 года таможенный комитет Республики Казахстан представил «РД КМГ» уведомление на сумму 17.574.728 тысяч тенге за недоплаченную экспортную таможенную пошлину (включая основной долг на сумму 15.260.014 тысяч тенге и проценты за несвоевременную оплату на сумму 2.314.714 тысяч тенге). Данное уведомление относится к отгрузкам нефти на экспорт за январь 2009 года, по которым рентный налог был полностью оплачен в соответствии с законодательством Республики Казахстан, объемы по которым прошли таможенную отчистку в декабре 2008 года.

23 сентября 2009 года «РД КМГ» подало апелляцию в суд первой инстанции. 1 декабря 2009 года суд первой инстанции вынес решение в пользу «РД КМГ». Тем не менее, 20 января 2010 года суд второй инстанции удовлетворил апелляцию таможенного комитета. 8 февраля 2010 года «РД КМГ» подало апелляцию в суд третьей инстанции. 9 марта 2010 года кассационная инстанция оставила в силе постановление суда от 20 января 2010 года. В настоящее время «РД КМГ» готовится к подаче жалобы в Надзорную Коллегию Верховного Суда Республики Казахстан.

Руководство Группы полагает, что законодательство Республики Казахстан не допускает двойного налогообложения и поэтому экспортная таможенная пошлина, в конечном счете, может быть не начислена на объемы нефти, экспортированные начиная с 1 января 2009 года (дата вступления в силу нового налогового кодекса), по которым рентный налог был начислен и оплачен. Руководство также полагает, что в итоге оно окажется правым в данном вопросе и в связи с этим суммы не были начислены в консолидированной финансовой отчётности за год, закончившийся 31 декабря 2009 года.

Обязательства по поставкам на внутренний рынок

Правительство Казахстана требует от компаний, занимающихся производством сырой нефти и продажей нефтепродуктов, на ежегодной основе поставлять часть продукции для удовлетворения энергетической потребностью внутреннего рынка, в основном для поддержания баланса поставок нефтепродуктов на внутреннем рынке и для поддержки производителей сельскохозяйственной продукции в ходе весенней и осенней посевных кампаний. Цены на нефть на местном рынке значительно ниже экспортных цен и даже ниже обычных цен на внутреннем рынке, установленных в сделках между независимыми сторонами. В случае если Правительство обяжет поставить дополнительный объем сырой нефти, превышающий объем, поставляемый Группой в настоящее время, такие поставки будут иметь приоритет перед поставками по рыночным ценам, и будут генерировать значительно меньше выручки от продажи сырой нефти на экспорт, что в свою очередь может существенно и отрицательно повлиять на деятельность, перспективы, финансовое состояние и результаты деятельности Группы.

Обязательства по поставке сырой нефти

На 31 декабря 2009 года у «РД КМГ» было обязательство, согласно постановлению Правительства, на поставку 2,2 миллиона тонн сырой нефти на внутренний рынок в 2009 году (в 2008 году: 2,2 миллиона тонн), которая далее перерабатывается в нефтепродукты на нефтеперерабатывающих заводах Группы для дальнейших поставок на внутренний рынок, описанных ниже.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Обязательства по поставкам на внутренний рынок (продолжение)

Обязательства по поставкам нефтепродуктов

В течение первых трёх месяцев 2010 года ТД КМГ должен был поставить 425,3 тысяч тон нефтепродуктов на общую сумму 38.962.242 тысячи тенге для поддержания баланса поставок нефтепродуктов на внутреннем рынке. Кроме того, в течение весеннего сезона 2010 года, ТД КМГ должен поставить 76 тысяч тон дизельного топлива производителям сельскохозяйственной продукции для проведения весенней посевной кампании на общую сумму в 5.609.524 тысячи тенге. Стоимость договорных обязательств была определена на основании цен, установленных Правительством. Оставшиеся обязательства ТД КМГ по поставкам на внутренней рынок на 2010 год должны быть установлены Правительством в ближайшем будущем.

Обязательства по лицензиям и контрактам на недропользование

Группа является объектом периодических проверок со стороны государственных органов касательно выполнения требований лицензий и соответствующих контрактов на недропользование. Руководство сотрудничает с государственными органами по согласованию исправительных мер, необходимых для разрешения вопросов, выявленных в ходе таких проверок. Невыполнение положений, содержащихся в лицензии, может привести к штрафам, пени, ограничению, приостановлению или отзыву лицензии. Руководство Группы считает, что любые вопросы, касающиеся несоблюдения условий контрактов или лицензий, будут разрешены посредством переговоров или исправительных мер и не окажут существенного влияния на финансовое положение Группы, отчет о совокупном доходе или отчет о движении денежных средств.

Условия некоторых контрактов Группы на недропользование требуют минимального уровня расходов за период до конца срока действия лицензии. По каждому из контрактов на недропользование от Группы также требуется согласование планов по ежегодным расходам по капитальным и инфраструктурным проектам с местными органами власти.

Лицензии и контракты на нефтяные месторождения «РД КМГ», включая КГМ

Год	Капитальные расходы	Операционные расходы
2010	79.160.419	5.733.384
2011	841.000	4.013.192
2012	-	4.013.192
2013	-	4.013.192
2014-2021	-	22.840.168
Итого	**80.001.419**	**40.613.128**

Обязательства по контрактам на разведку «КМТ»

Согласно условиям контрактов КМТ на проведение разведки углеводородного сырья, заключенных с Правительственными органами, КМТ имеет обязательства по исполнению минимальных рабочих программ по соответствующим нефтегазовым проектам. На 31 декабря 2009 года, КМТ имело обязательства по выполнению минимальной рабочей программы на 2010 год на общую сумму 79.720 тысяч долларов США (эквивалентно 11.827.260 тысячам тенге).

Обязательства по контрактам «КазМунайГаз» на проведение разведки углеводородного сырья

Согласно условиям контрактов на проведение разведки углеводородного сырья, заключенных КазМунайГаз с Правительственными органами, Компания имеет обязательства по исполнению минимальных рабочих программ по соответствующим нефтегазовым проектам. На 31 декабря 2009 года, Компания имела обязательства по невыполненной части рабочих программ на общую сумму 1.878.658 тысяч тенге (на 31 декабря 2008 года: 178.738 тысяч долларов США и 1.424.921 тысяча тенге).

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Обязательства по лицензиям и контрактам на недропользование (продолжение)

Обязательства КТГ по Контракту на разведку и добычу углеводородов

Группа обязана осуществлять определенные выплаты либо ежегодно, либо по мере достижения определенных этапов в течение периодов разведки, разработки и добычи. Такие выплаты включают в себя бонус коммерческого обнаружения, роялти и определенные налоги, установленные в Контракте на разведку и добычу углеводородов. Размер бонуса коммерческого обнаружения составляет 0,05% от коммерчески рентабельных запасов обнаруженных углеводородов.

В соответствии с минимальной рабочей программой по Контракту на разведку и добычу углеводородов в течение 2000-2005 годов от Группы требовалось инвестировать 94,3 миллионов долларов США в разведку углеводородов. В соответствии с письмом от МЭМР от 13 декабря 2006 года, период разведки был продлен до 12 декабря 2010 года, а минимальная рабочая программа была увеличена на 35,9 миллионов долларов США на этот дополнительный период.

Группа взяла на себя долгосрочное обязательство выплатить Правительству в соответствии с условиями Контракта на разведку и добычу углеводородов сумму 4.146.784 тысячи тенге, связанную со стоимостью приобретения геологических и геофизических данных и затратами на буровые работы, понесенными Правительством. Добыча газа началась на месторождении Амангельды и, соответственно, Группа признала обязательства в отношении оплаты исторических затрат по газовому месторождению Амангельды.

Обязательства ММГ по контракту на недропользование («ММГ» является дочерней организацией «МИБВ», «МИБВ» является совместным предприятием Группы с долей владения 50%)

В соответствии с контрактом на недропользование ММГ обязан выполнять ежегодную минимальную рабочую программу. Согласно данной минимальной рабочей программе на 2010 год Группа несет обязательства по капиталовложениям и эксплуатационным затратам в размере 1.800 миллионов долларов США (эквивалентно 267.048 миллионов тенге).

Инвестиционные и прочие обязательства АО «Интергаз Центральная Азия» («ИЦА», дочерняя организация АО «КазТрансГаз») по Договору с Правительством по газотранспортной системе («Договор»)

Инвестиции на улучшение газотранспортных активов

По условиям Договора Группа имеет обязательство ежегодно инвестировать 30 миллионов долларов США (4.450.800 тысяч тенге по курсу 148,36 тенге за 1 доллар США на 31 декабря 2009 года) на улучшение и ремонт переданных газотранспортных активов и на инвестиции в новые газотранспортные активы. В соответствии с условиями Договора балансовая стоимость вышеуказанных инвестиций будет возмещена Группе после окончания срока Договора. По состоянию на 31 декабря 2009 года Группа имела контрактные обязательства, относящиеся к данному инвестиционному обязательству, на сумму приблизительно 5.282.244 тысячи тенге (в 2008 году: 4.700.470 тысяч тенге).

Данное инвестиционное обязательство зависит от выполнения определенных условий. Одно из них заключается в том, что физический объем транспортируемого газа остается стабильным или увеличивается по сравнению с уровнем 1996 года; следующее заключается в том, что условия контрактов по транспортировке газа с иностранными клиентами останутся такими же благоприятными, какими они были до заключения Договора. Если тарифы на транспортировку газа и неуплаты со стороны клиентов сделают неосуществимым проведение улучшений и инвестиций, Компания имеет право обратиться в Правительство Республики Казахстан для рассмотрения корректировки внутреннего тарифа или корректировки уровня её обязательств. По состоянию на 31 декабря 2009 года Группа соответствовала этим условиям.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Инвестиционные и прочие обязательства АО «Интергаз Центральная Азия» («ИЦА», дочерняя организация АО «КазТрансГаз») по Договору с Правительством по газотранспортной системе («Договор») (продолжение)

Роялти

С 17 июля 1997 года Группа обязана выплачивать роялти Правительству Республики Казахстан в размере, примерно, 2% от объема газа, транспортированного по Западной системе. Однако в соответствии с Договором данный платеж подлежит оплате по Западной системе только после опубликования постановления Правительством Республики Казахстан или приказа Министерством Финансов, уведомляющего клиентов Западной системы об их обязательстве оплатить роялти Группе. По состоянию на 31 декабря 2009 года такое постановление не было опубликовано. Вследствие неопределённости, связанной с реализацией условий выплаты роялти, Группа в настоящее время не начисляет роялти своим клиентам.

Кроме того, Группа не получила никакого указания от Правительства Республики Казахстан в отношении того, что роялти уже должно было быть начислено, или будет начислено, также как и разъяснений в отношении того, имеются ли у Группы обязательства в отношении каких-либо сумм роялти за прошедшие периоды.

Руководство работает над разъяснением данного вопроса с Правительством Республики Казахстан и считает, что Группе или её клиентам не будут вменены никакие обязательства по выплате роялти за прошедшие периоды или в будущем.

Кыргызский обвод

Группа обязана, при соблюдении определенных условий, которые включают возмещение тарифа, разработать и построить кыргызский обвод по стоимости, которая была определена в Договоре в размере, примерно, 90–100 миллионов долларов США. Данный актив будет передан в собственность Республики Казахстан либо по окончании срока Договора, либо через 20 лет после завершения, в зависимости оттого, что наступит позднее, за один доллар США. Строительство этого обвода еще не началось.

Руководство считает, что оно предприняло все необходимые шаги для выполнения обязательств Группы в этом вопросе, в том числе рассматривает вопрос о принятии в управление участка газопровода, принадлежащего Республики Кыргызстан. Однако новые внутренние тарифы, которые по условиям Договора являются непременным условием начала строительства кыргызского обвода, еще не опубликованы по состоянию на 31 декабря 2009 года.

Правительство Республики Казахстан осуществляет проверку выполнения Группой своих обязательств по Договору, включая выполнение инвестиционных обязательств. Проверка выполнения обязательств по Договору за 2009 год будет проведена в 2010 году. Руководство считает, что Группа выполняет требования по инвестиционным обязательствам по состоянию на 31 декабря 2009 года.

До декабря 2005 года Группа платила Правительству 10% от чистой прибыли в соответствии с Договором. 31 марта 2006 года Республика Казахстан, представленная Министерством финансов, и Группа подписали дополнительный контракт («Дополнения») к Договору. В соответствии с Дополнениями в течение периода с 1 января 2008 года по 31 декабря 2012 года и дополнительный пятилетний период, годовой платеж будет согласован в начале каждого периода, в случае если данного согласования не произойдет, Группа будет платить 2.082.287 тысяч тенге в год.

Ковенанты по займам

Ковенанты КМГ

В 2008 и 2009 годах КМГ выпустил облигации на общую сумму 4,5 миллиарда долларов США. Согласно условиям выпущенных облигаций, КМГ должен выполнять следующее положение:

- соотношение консолидированной чистой задолженности к консолидированной прибыли до вычета процентов, налогов, износа и амортизации не более 3,5:1.

В добавление к этому, КМГ, в качестве Гаранта, должен соблюдать определенные нефинансовые ковенанты.

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Ковенанты по займам (продолжение)

Ковенанты ТД КМГ

В 2008 году ТД КМГ заключил договор о кредитной линии на сумму в 2,5 миллиарда долларов США с синдикатом из восьми банков. Средства полностью гарантированы КазМунайГаз. В соответствии с кредитным договором, заключённым между Группой и синдикатом, Группа обязана выполнять определённые ограничительные условия.

Ковенанты КТО

Гарантии

На 31 декабря 2009 года КТО выступил в качестве гаранта перед ЕБРР в отношении обязательств АО «МунайТас» в рамках кредитного договора с ЕБРР. Согласно гарантийному договору, заключенному между КТО и ЕБРР, КТО должен соблюдать следующие положения договора:

- коэффициент ликвидности не менее 1:1;
- соотношение прибыли до вычета процентов и подоходного налога на проценты не менее 2:1; и
- соотношение долга к капиталу не выше 2:1.

В дополнение к этому, КТО не должен создавать никаких ограничений, помимо разрешенных ЕБРР. КТО не будет вступать ни в какие сделки, которые осуществляются на основе, отличной от сделок между независимыми сторонами, действующими на добровольной основе, пока не будет одобрено регулирующим органом. КТО не будет продавать, сдавать в аренду или реализовывать свои активы в размере свыше 30 процентов от общей величины активов или проводить слияние или реорганизацию.

Займы

28 августа 2008 года КТО подписало договор займа с BTMU (Europe) Limited, ING Bank N.V. и Natexis на сумму 275 миллионов долларов США (Примечание 17). Согласно договору займа, заключенному между КТО и кредиторами, КТО должен соблюдать следующие положения договора:

- коэффициент ликвидности не менее 1:1;
- соотношение долга к прибыли до вычета процентов, подоходного налога, износа и амортизации не более 3,5:1;
- соотношение долга к капиталу не выше 2:1.
- соотношение прибыли до вычета процентов и подоходного налога к общим финансовым затратам не более 2:1

Прочие контрактные обязательства

По состоянию на 31 декабря 2009 года Группа имела ряд контрактных обязательств на приобретение основных средств и товарно-материальных запасов от третьих сторон.

Обязательства по покупке газа

На 31 декабря 2009 года у Группы имелись обязательства по приобретению газа на сумму 19.161.483 тысячи тенге (в 2008 году: 3.580.915 тысяч тенге).

Обязательства по капитальным затратам «КМГ Кашаган Б.В.»

По состоянию на 31 декабря 2009 года ««КМГ Кашаган Б.В.»» имел обязательства по капитальным затратам на приобретение, строительство и разработку доли в «Северо-Каспийском Проекте» на общую сумму 1.756.302 тысячи долларов США (в 2008 году: 1.700.381 тысяча долларов США).

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

36. ДОГОВОРНЫЕ И УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Прочие контрактные обязательства (продолжение)

Контрактные обязательства «КТО» по приобретению основных средств, товарно-материальных запасов и услуг

По состоянию на 31 декабря 2009 года у КТО имелись договорные обязательства по приобретению основных средств и услуг строительства в сумме 10.355.911 тысяч тенге (в 2008 году: 9.146.692 тысячи тенге). В дополнение, по состоянию на 31 декабря 2009 года КТО обязался приобрести товарно-материальные запасы (материалы и запасные части) и прочие услуги на сумму 4.491.628 тысяча тенге (в 2008 году: 44.917.113 тысяч тенге).

Контрактные обязательства ТД КМГ

Контрактные обязательства ТД КМГ на 31 декабря 2009 года представлены следующим образом:

Год	Капитальные затраты
2010	69,075,241
2011	73,411,127
2012	45,992,276
2013	108,972
2014	54,486
Итого	**188,642,102**

Инвестиционные обязательства относятся, в основном, к проектам по реконструкции, увеличению мощности и к соблюдению евро-стандартов со стороны НПЗ, принадлежащих Группе.

Прочие обязательства ТД КМГ

На 31 декабря 2009 года «Rompetrol Rafinare S.A.» (дочерняя организация «ТД КМГ») имела обязательства по приобретению сырья и энергоносителей на 6.735.544 тысячи тенге и по продажам нефтепродуктов и энергоносителей в сумме 12.388.060 тысяч тенге.

На 31 декабря 2009 года «Rompetrol Petrochemicals S.R.L.» дочерняя организация «ТД КМГ») имела обязательства по приобретению сырья в размере 10.578.068 тысяч тенге и по продажам нефтепродуктов в сумме 2.462.776 тысяч тенге.

На 31 декабря 2009 года «Rompetrol Rafinare S.A.» и «Vector Energy AG» (дочерняя организация «ТД КМГ») использовали в соответствии с аккредитивами 34.122.800 тысяч тенге (в 2008 году: 49.032.620 тысяч тенге) из доступных 62.682.100 тысяч тенге (в 2008 году: 114.127.650 тысяч тенге), которые имеются в распоряжении в соответствии с банковским услугами, из которых 17.951.560 тысяч тенге (в 2008 году: 8.562.593 тысячи тенге) подлежат уплате поставщикам сырой нефти и нефтепродуктов (включено в торговую кредиторскую задолженность) и 14.732.148 тысяч тенге (в 2008 году: 40.457.950 тысяч тенге) подлежат уплате банкам.

Контрактные обязательства АО «КазМорТрансФлот»

На 31 декабря 2009 года АО «КазМорТрансФлот» имело инвестиционные обязательства по приобретению двух нефтеналивных танкеров на общую сумму в 5.093.570 тысяч тенге.

Контрактные обязательства ТОО «Казахойл-Актобе» («КОА», 50% совместное предприятие Группы)

На 31 декабря 2009 года «КОА» имело обязательства по капитальным затратам строительства на общую сумму в 39.169.660 тысяч тенге (в 2008 году: 8.948.519 тысяч тенге). В дополнение, «КОА» имеет обязательства по выполнению годовой рабочей программы по контракту недропользования в размере 72.000 тысячи долларов США (эквивалентно 10.681.920 тысяч тенге на 31 декабря 2009 года).

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

37. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

Руководство Группы анализирует сегментную информацию на основе МСФО показателей. Прибыль сегментов рассматривается на основании показателей по валовой прибыли и чистой прибыли.

Операционные сегменты Группы имеют отдельную структуру и управление, соответствующие видам производимой продукции и предоставляемых услуг, причем все сегменты представляют собой стратегические направления бизнеса, предлагающие разные виды продукции и обслуживающие разные рынки.

Деятельность Группы охватывает три основных операционных сегмента: разведка и добыча нефти и газа, транспортировка нефти и газа, переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов. Остальные операционные сегменты были объединены и представлены как прочие ввиду их несущественности.

В таблице ниже представлена информация о прибылях и убытках, а также об активах и обязательствах по операционным сегментам Группы за 2009 год:

В тысячах тенге	Разведка и добыча нефти и газа	Транспорти-ровка нефти и газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефте-продуктов	Прочие	Элиминиро-вание	Итого
Доход от реализации внешним клиентам	99.765.920	320.359.633	1.158.609.419	10.813.649	–	**1.589.548.621**
Доход от реализации другим сегментам	390.374.948	22.491.345	2.348.365	15.097.224	(430.311.882)	–
Итого доходов	**490.140.868**	**342.850.978**	**1.160.957.784**	**25.910.873**	**(430.311.882)**	**1.589.548.621**
Валовая прибыль	314.627.667	148.536.519	105.460.213	9.385.057	(35.461.690)	**542.547.766**
Финансовый доход	46.938.809	9.929.575	5.019.016	278.135.955	(255.156.178)	**84.867.177**
Финансовые затраты	(17.922.569)	(14.893.162)	(48.349.855)	(133.786.314)	74.126.167	**(140.825.733)**
Износ, истощение и амортизация	(30.603.196)	(32.513.951)	(38.605.612)	(3.714.898)	–	**(105.437.657)**
(Обесценение) / сторнирование обесценения основных средств	590.583	(1.736.610)	(9.017.379)	(200.830)	–	**(10.364.236)**
Обесценение гудвила	–	(6.324.369)	–	–	–	**(6.324.369)**
Доля в доходах / (расходах) ассоциированных компаний	122.396.436	(2.939.489)	44.558.404	7.722.761	–	**171.738.112**
Расходы по подоходному налогу	(76.083.203)	(24.522.058)	(2.990.520)	(75.699.933)	–	**(179.295.714)**
Чистая прибыль за год	**191.836.766**	**63.515.330**	**(90.109.931)**	**80.235.265**	**(54.858.177)**	**190.619.253**
Прочая сегментная информация						
Инвестиции в ассоциированные компании	507.269.982	21.547.899	115.015.247	978.062	–	**644.811.190**
Капитальные расходы	250.275.693	65.890.879	58.761.522	25.893.999	–	**400.822.093**
Резервы на устаревшие ТМЗ, сомнительную дебиторскую задолженность, выданные авансы и прочие активы	(2.034.019)	(3.463.484)	(16.278.132)	(4.940.617)	–	**(26.716.252)**
Активы сегмента	**2.539.443.483**	**735.134.512**	**1.271.902.505**	**2.650.966.957**	**(2.071.492.732)**	**5.125.954.725**
Обязательства сегмента	**683.766.079**	**308.645.676**	**1.060.858.787**	**1.917.759.080**	**(1.203.317.578)**	**2.767.712.044**

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

37. СЕГМЕНТНАЯ ОТЧЕТНОСТЬ (продолжение)

Элиминации представляют собой исключения внутригрупповых оборотов.

Сделки между сегментами осуществлялись на условиях, согласованных между сегментами, которые не обязательно соответствуют рыночным ставкам, за исключением некоторых регулируемых услуг, которые предоставлены на основании тарифов, предлагаемых для связанных и третьих сторон.

В таблице ниже представлена информация о прибылях и убытках, а также об активах и обязательствах по операционным сегментам Группы за 2008 год:

В тысячах тенге	Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти и газа	Переработка и реализация сырой нефти и нефтепродуктов	Прочие	Элиминирование	Итого
Доход от реализации внешним клиентам	146.775.231	260.716.144	1.468.803.454	9.311.086	–	**1.885.605.915**
Доход от реализации другим сегментам	493.250.909	32.466.391	9.070.232	17.364.031	(552.151.563)	–
Итого дохода	**640.026.140**	**293.182.535**	**1.477.873.686**	**26.675.117**	**(552.151.563)**	**1.885.605.915**
Валовая прибыль	472.273.631	105.778.491	134.818.284	16.018.194	(42.643.001)	**686.245.599**
Финансовый доход	64.424.328	7.307.019	32.388.421	214.636.524	(217.652.498)	**101.103.794**
Финансовые затраты	(38.724.206)	(14.911.497)	(51.660.977)	(21.682.290)	18.620.736	**(108.358.234)**
Износ, истощение и амортизация	(34.178.935)	(32.656.137)	(28.756.470)	(2.778.488)	–	**(98.370.030)**
(Обесценение основных средств) / возврат обесценения	(385.820)	(3.819.151)	(409.229)	(2.000.413)	–	**(6.614.613)**
Обесценение гудвила	–	(17.553.133)	(6.000.000)	–	–	**(23.553.133)**
Доля в доходах / (убытках) ассоциированных компаний	217.902.351	2.608.732	19.255.796	4.210	–	**239.771.089**
Расходы по подоходному налогу	(167.631.911)	(3.472.092)	(5.502.888)	(23.680.298)	–	**(200.287.189)**
Чистая прибыль за год	**232.855.692**	**47.140.465**	**(18.763.887)**	**155.753.802**	**(25.864.872)**	**391.121.200**
Прочая сегментная информация						
Инвестиции в ассоциированные компании	452.884.039	9.078.850	63.068.803	155.466	–	**525.187.158**
Капитальные расходы	408.011.975	106.686.457	48.052.424	5.879.312	–	**568.630.168**
Резервы на устаревшие ТМЗ, сомнительную дебиторскую задолженность, выданные авансы, прочие активы и сомнительный НДС к возмещению	(2.391.427)	(11.446.249)	(13.681.068)	(4.782.321)	–	**(32.301.065)**
Активы сегмента	**2.385.788.190**	**666.565.876**	**844.072.374**	**1.027.598.914**	**(1.017.351.926)**	**3.906.673.428**
Обязательства сегмента	**955.734.341**	**304.822.285**	**666.109.077**	**428.156.284**	**(478.122.871)**	**1.876.699.116**

ПРИМЕЧАНИЕ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

38. ПОСЛЕДУЮЩИЕ СОБЫТИЯ

В январе 2010 года Группа погасила заём, полученный от «HSBC Банк Казахстан» в сумме 5.987.860 тысяч тенге (эквивалент 40.450.000 тысячам долларов США), использовав свои собственные средства и получив дополнительные займы по открытым кредитным линиям от «RBS Банк Казахстан» в размере 50.000.000 долларов США. Кроме того, в январе 2010 года Группа погасила заём, полученный от «Ситибанк Казахстан» в сумме 1.500.000 тысяч тенге (эквивалент 10.000.000 долларов США) из средств, полученных по открытой кредитной линии в «RBS Банк Казахстан».

27 января 2010 года Группа (ТД КМГ) инициировала обязательное предложение по приобретению 132,77 миллионов простых акций «Rompetrol Well Services S.A.», доступных на бирже, по цене 0,43 новых румынских лея (RON, эквивалентно 21,73 тенге) за акцию. 23 февраля 2010 года Группа приобрела дополнительную долю в «Rompetrol Well Services» в размере 20,74% за общую сумму в 24,8 миллиона RON (эквивалентно 1.253 миллиона тенге). После обязательного предложения Группа владеет 73,01% компании.

8 февраля 2010 года Группа (ТД КМГ) инициировала обязательное предложение по приобретению 5.062,17 миллионов акций «Rompetrol Rafinare S.A.» (представляющих примерно 24% уставного капитала компании), доступных на бирже, по цене 0,0741 RON (эквивалентно 3,74 тенге) за акцию. Период действия предложения заканчивается 26 марта 2010 года. В течение действия периода предложения, Группа уже приобрела дополнительную долю в «Rompetrol Rafinare S.A», в размере 17,23% за общую сумму в 170 миллионов RON (эквивалентно 8.590 миллионов тенге).

В январе – феврале 2010 года Правительство Республики Казахстан сделало несколько заявлений о том, что Министерство энергетики минеральных ресурсов Республики Казахстан рассматривает возможность отмены стабильности налоговых режимов, установленных в Соглашениях о разделе продукции (СРП) некоторых казахстанских недропользователей. В случае такой отмены, это окажет влияние на налоговые режимы СРП некоторых дочерних организаций и совместных предприятий Группы. Налоговый комитет Министерства финансов в настоящее время анализирует существующие СРП и даст рекомендации Правительству до 1 апреля 2010 года. Руководство Группы не осведомлено о каких-либо решениях по этому вопросу. Также, дочерние организации и совместные предприятия Группы (которые являются сторонами различных СРП) не получали каких-либо извещений от государственных органов о возможном изменении их налогового режима.

10 марта 2010 года КТО досрочно погасило оставшуюся часть основного долга в размере 137 млн. долларов США (эквивалентно 20.165.030 тысячам тенге на дату погашения), погасив тем самым все обязательства перед Natixis, ING Bank N.V и BTMU (Europe) Limited по договору займа, полученного в 2008 году.

Советом Директоров «РД КМГ» 23 февраля 2010 года принято решение об одобрении заключения крупной сделки – выкупа размещенных привилегированных акций «РД КМГ» после их включения в официальный список «КФБ». Выкуп будет осуществляться на «КФБ» до 31 декабря 2011 года. Решением Биржевого Совета «КФБ», привилегированные акции «РД КМГ» прошли процедуру листинга 4 марта 2010 года. По состоянию на 25 марта 2010 года «РД КМГ» было выкуплено 215.504 привилегированных акций на сумму 4.549.716 тысяч тенге.

Приложение А

Отчет Gaffney, Cline & Associates Ltd

Gaffney, Cline & Associates Ltd
Technical and Management Advisers to the Petroleum Industry Internationally Since 1962

Registered London No. 1122740

Bentley Hall
Blacknest, Alton
Hampshire GU34 4PU
United Kingdom

Telephone: +44 (0) 1420 525366
Facsimile: +44 (0) 1420 525367

email: gcauk@gaffney-cline.com
www.gaffney-cline.comwww.gaffney-cline.com

TG/E2182/114/ngk

Директорам,
АО «РД «КазМунайГаз»,
ул. Тауелсіздик, д. 2,
Астана 010000,
Руспублика Казахстан.

Уважаемые господа,

ОЦЕНКА ЗАПАСОВ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2009 Г.

ВВЕДЕНИЕ

АО «РД «КазМунайГаз» (РД КМГ) обратилось к компании Gaffney, Cline & Associates (GCA) с просьбой предоставить обновленную по состоянию на 31 декабря 2009 г. независимую сертификацию запасов некоторых месторождений нефти, которые эксплуатируются ПФ «ЭмбаМунайГаз» (ЭМГ) и ПФ «ОзеньМунайГаз» (ОМГ), выполненную на 31 декабря 2008 г. В настоящем письме приводятся основные результаты и выводы.

Местоположение основных месторождений показано на региональной карте (рис.1). Месторождения ОМГ и ЭМГ находятся в ведении пяти отдельных НГДУ, и их эксплуатация осуществляется по пяти различным договорам. Месторождения ЭМГ показаны по НГДУ на рис.2. Месторождения Уаз и Кондыбай находятся на территории лицензионного участка Тайсоган и для целей настоящего отчета включены в него как часть активов НГДУ КайнарМунайГаз.

Компания GCA не получала просьбу посетить месторождения и не видела в этом необходимости для оценки запасов и ЧПС.

АО РД КМГ предоставило компании GCA полный набор данных, содержащий техническую и коммерческую информацию по добыче на месторождениях, видам работ, результатам эксплуатации новых скважин и КРС, а также проект бюджета на 2010 г., проект бизнес-плана на 2011-2014 г.г., данные о стоимости транспортировки нефти и другие финансовые данные, относящиеся к налоговым условиям, применимым к лицензиям и контрактам. Компания GCA подготовила настоящий отчет на основе этой информации и других данных, предоставленных АО РД КМГ.

Объемы добычи и запасов указаны в тоннах. Для сравнения с предыдущими оценками и соответствия общепринятым стандартам отрасли также указываются эквиваленты в баррелях, с использованием плотности нефти по каждому месторождению в качестве основы для пересчета.

Рис. 1

АО РД КМГ РАЙОН ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

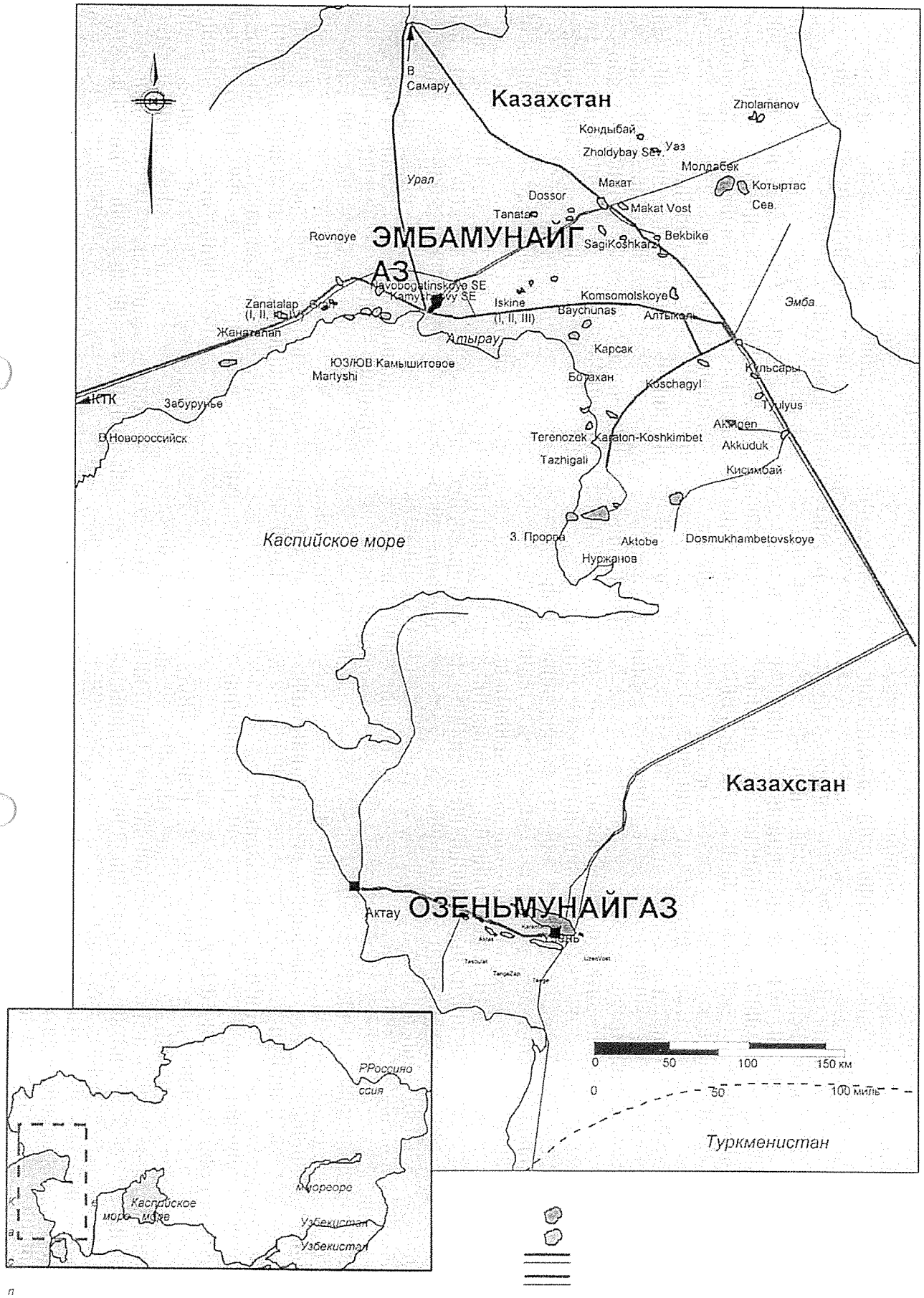
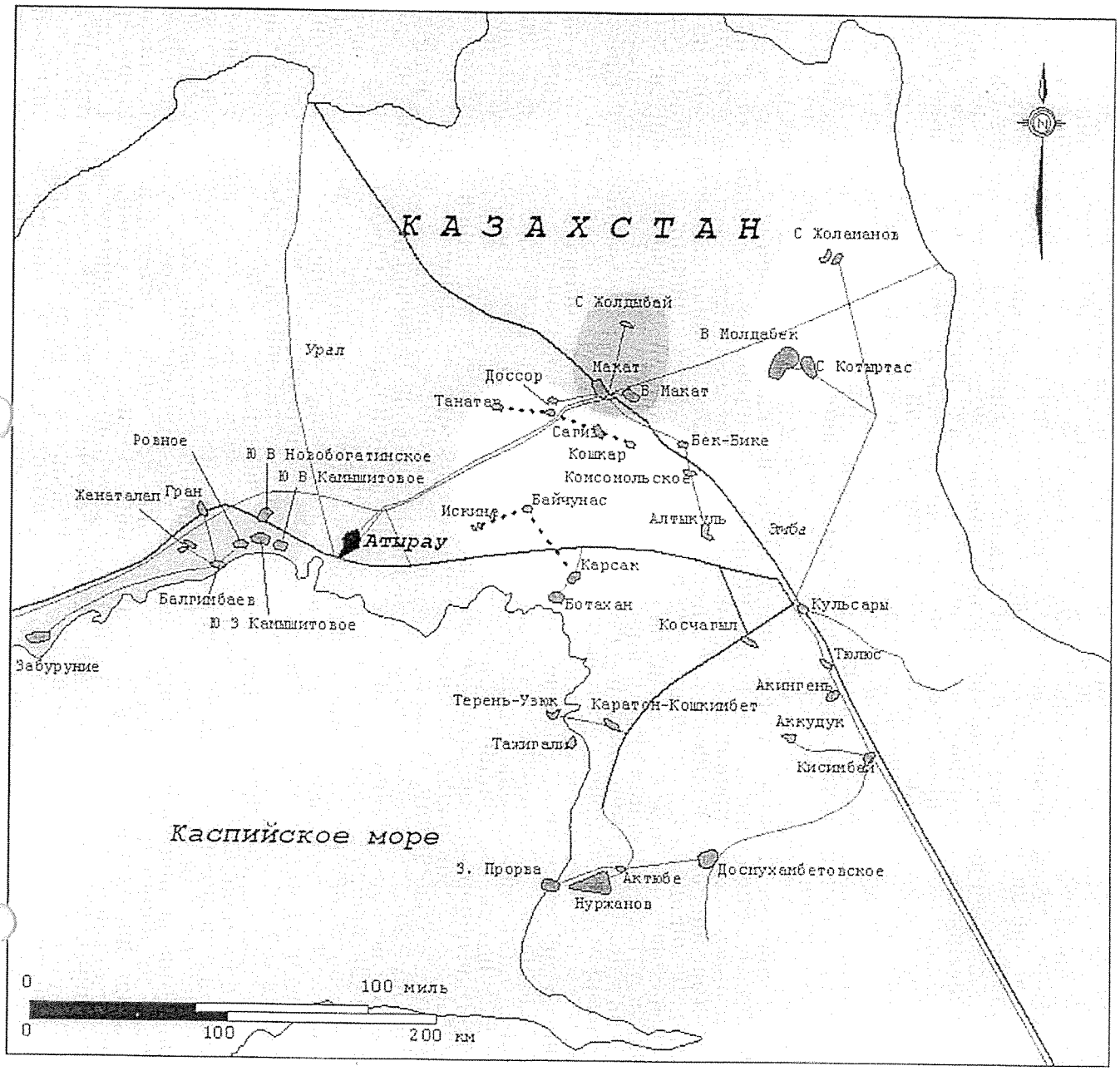


Рис. 2

ПФ ЭМБАМУНАЙГАЗ НГДУ, МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ТРУБОПРОВОДЫ



Условные обозначения

- Нефтяное м-ние
- Нефтепровод
- Газопровод
- Доставка в автоцистернах

НГДУ

- ЖаикМунайГаз
- ДоссорМунайГаз
- МакатМунайГаз
- КайнарМунайГаз
- КульсарыМунайГаз
- ПрорваМунайГаз

} ДоссорМунайГаз

} ЖильюйМунайГаз

Запасы оценивались в соответствии с определениями и руководством Системы управления углеводородными ресурсами (СУУР) 2007 г. Общества инженеров-нефтяников, Постоянного совета Всемирного нефтяного конгресса, американской Ассоциации геологов-нефтяников и Общества инженеров по оценке запасов нефти и газа (Приложение I).

Компания GCA является независимой консалтинговой компанией в области нефтегазовой промышленности, специализирующейся на оценке нефтяных коллекторов и экономическом анализе. При подготовке настоящего отчета компания GCA поддерживала и продолжает поддерживать с РД КМГ отношения «консультант-клиент». Руководство и сотрудники компании были и продолжают оставаться независимыми от РД КМГ в отношении предоставляемых услуг, что относится и к мнению, изложенному в настоящем отчете. Более того, руководство и сотрудники компании GCA не владеют долями в каком-либо имуществе или акционерном капитале РД КМГ, равно как и не имеют заинтересованности в рекламе РД КМГ.

ВЫВОДЫ И ЗАКЛЮЧЕНИЯ

Объем доказанных, доказанных + вероятных и доказанных + вероятных + возможных запасов РД КМГ на 31 декабря 2009 г. по оценке компании GCA, вместе с поправками, сделанными после оценки 31 декабря 2008 г., представлены по каждому месторождению в Таблицах 1-3. В Таблице 4 представлены данные по объемам запасов каждого месторождения в баррелях.

	Доказанные, тыс.т	Доказанные плюс вероятные, тыс.т	Доказанные плюс вероятные плюс возможные, тыс.т
Всего по РД КМГ	87 874	234 415	270 468

Имело место чистое уменьшение доказанных запасов на 7671 тыс. т (поправка в 1307 тыс.т за минусом 8978 тыс.т - объема добычи в 2009 г.), а также чистое уменьшение доказанных плюс вероятных запасов объемом в 6765 тыс. т (поправка в 2213 тыс.т за минусом 8978 тыс. т - объема добычи в 2009 г.).

Прогнозы добычи и затрат, соответствующие оценке запасов категории «доказанные» и «доказанные + вероятные», представлены в Таблице 5.

На добычу нефти на некоторых месторождениях ОМГ и ЭМГ повлияла суровая зима 2009 г.; кроме того, продолжающийся трудовой спор в ОМГ не дал возможности полностью достичь поставленные цели по добыче. Компания GCA полагает, что эти события не окажут сколь значительного отрицательного влияния на конечную нефтеотдачу.

Поправки в объемах запасов в основном являются результатом сокращенного плана- графика бурения, более низких эксплуатационных расходов и более высоких цен на нефть по сравнению с оценкой запасов за 2008 г.

Оценка запасов в основном базируется на показателях. Наличие обновленных технических оценок вместе с другими исследованиями и обновленным бизнес-планом свидетельствует в пользу величины запасов, определенной на основе показателей.

ТАБЛИЦА 1

ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2009 г.

НГДУ	Месторождение	Всего доказанных запасов на 31 декабря 2008 г., тыс.т.	Добыча, тыс.т	Поправки, тыс.т.	Всего доказанных запасов на 31 декабря 2009 г., тыс.т	Доказанные неразработан-ные запасы на 31 декабря 2009 г., тыс.т.
ОзеньМунайГаз						
	Узень	68 680	5 853	0	62 827	4 800
	Карамандыбас	4 238	397	0	3 841	450
НГДУ ЖаикМунайГаз						
	ЮЗ Камышитовое	1 959	235	111	1 835	119
	Забурунье	1 340	195	136	1 281	111
	Жанаталап	1 380	163	249	1 466	0
	ЮВ Камышитовое	1 127	138	102	1 091	146
	Балгимбаев	864	111	107	861	16
	Гран	507	67	31	471	29
	Новобогатинское	65	6	-7	52	23
	Ровное	54	10	-7	36	0
НГДУ ЖилыойМунайГаз						
	Нуржанов	4 369	392	128	4 105	295
	Зап. Прорва	644	80	29	593	55
	Досмухамбетовское	646	59	6	593	0
	Актюбе	277	25	-11	242	17
	Терень-Узюк	772	64 -42		666	0
	Акингень	493	74	105	524	18
	Кисимбай	308	40	-17	251	0
	Кульсары	53	8	-15	30	0
	Кошагыл	38	4	1	35	0
	Тюлюс	24	3	1	22	0
	Каратон Кошкимбет	59	7	3	55	0
	Аккудук	167	28	28	167	16
НГДУ КайнарМунайГаз						
	Молдабек Восточный	3 002	406	171	2 767	20
	Жоламанов	445	48	17	414	87
	Северный Котыртас	99	18	86	167	65
	Уаз	140	20	-7	113	0
	Кондыбай	0	5	31	26	0
НГДУ ДоссорМунайГаз						
	Ботахан	1 474	213	21	1 282	0
	Карсак	365	44	0	321	0
	Алтыкуль	140	17	12	134	0
	Байчунас	73	9	-23	41	0
	Бек Бике	19 3		-2	15	0
	Доссор	7	1	-3	3	0
	Искине	1	0	0 1		0
	Комсомольское	7	1	-1	5	0
	Кошкар	36	5	-5	26	0
	Танатар	28	4	3	27	0
	Макат Вост.	1 436	195	48	1 289	53
	Макат	13	2	-5	5	0
	Жолдыбай Сев.	196	27	28	197	8
ВСЕГО		95 545	8 978	1 307	87 874	6 328

Примечание:

1. Итоговые цифры могут не совпадать из-за округления
2. В отчете за 2008 г. данные по месторождению Кондыбай приводились вместе с данными по месторождению Уаз, а в настоящем отчете – отдельно.

ТАБЛИЦА 4

ДОКАЗАННЫЕ + ВЕРОЯТНЫЕ +ВОЗМОЖНЫЕ ЗАПАСЫ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2009 г.

НГДУ / Месторождение	Доказанные запасы, тыс. барр.	Доказанные + вероятные запасы, тыс. барр	Доказанные + вероятные + возможные запасы,тыс. барр.
ОзеньМунайГаз			
Узень	464 356	1 226 773	1 393 354
Карамандыбас	28 386	74 683	86 436
НГДУ ЖаикМунайГаз			
ЮЗ Камышитовое	13 808	47 543	55 280
Забурунье	9 026	24 081	28 381
Жанаталап	10 632	34 450	39 874
ЮВ Камышитовое	7 840	25 821	31 113
Балгимбаев	6 054	18 575	19 584
Гран	3 665	10 459	12 067
Новобогатинское	406	978	1 146
Ровное	260	397	444
НГДУ ЖилыойМунайГаз			
Нуржанов	29 506	87 418	107 304
Зап. Прорва	4 239	7 815	8 656
Досмухамбетовское	4 386	10 076	10 924
Актюбе	1 798	3 993	4 329
Терень-Узюк	4 561	9 456	14 153
Акингень	3 782	5 891	8 698
Кисимбай	1 805	2 985	4 501
Кульсары	212	360	456
Кошагыл	248	479	654
Тюлюс	169	285	360
Каратон Кошкимбет	391	687	887
Аккудук	1 271	1 861	2 218
НГДУ КайнарМунайГаз			
Молдабек Восточный	19 642	46 526	62 059
Жоламанов	3 001	8 105	8 963
Северный Котыртас	1 260	2 036	2 429
Уаз	817	2 098	5 336
Кондыбай	191	225	254
НГДУ ДоссорМунайГаз			
Ботахан	9 599	28 546	31 383
Карсак	2 196	6 970	7 283
Алтыкуль	941	2 761	2 898
Байчунас	300	891	934
Бек Бике	106	276	294
Доссор	19	33	37
Искине	8	12	14
Комсомольское	35	68	75
Кошкар	188	525	554
Танатар	192	478	550
Макат Вост.	9 719	26 614	31 549
Макат	39	48	53
Жолдыбай Сев.	1 398	3 452	3 723
ВСЕГО	646 451	1 724 728	1 989 206

Примечание:

1. Результаты могут не совпадать из-за округления.
2. В отчете за 2008 г. данные по месторождению Кондыбай приводились вместе с данными по месторождению Уаз, а в настоящем отчете – отдельно.

ТАБЛИЦА 5

ДОЛГОСРОЧНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕДОБЫЧИ И ЗАТРАТ

		Доказанные				Доказанные плюс вероятные		
		Добыча нефти, т/сутки	Кап. затраты, млн.$	Экспл. расходы, млн.$		Добыча нефти, т/сутки	Кап. затраты, млн.$	Экспл. расходы, млн.$
2010		25 068	519	766		25 157	520	766
2011		24 756	556	679		25 061	556	679
2012		24 442	552	677		24 852	554	677
2013		24 222	499	677		24 795	501	677
2014		24 071	499	674		24 718	499	674
2015		23 600	156	674		24 472	363	672
2016		22 031	132	674		24 173	339	670
2017		20 595	111	673		23 903	301	668
2018		18 248	54	631		23 656	96	666
2019		15 529	21	562		23 430	82	664
2020		13 328	4	499		23 222	69	663
2021		4 861	0	182		22 661	59	659
2022		0	0	0		21 512	50	653
2023		0	0	0		20 458	43	648
2024		0	0	0		19 488	36	643
2025		0	0	0		18 593	31	638
2026		0	0	0		17 764	26	633
2027		0	0	0		16 996	22	629
2028		0	0	0		16 281	19	626
2029		0	0	0		15 616	16	622
2030		0	0	0		14 995	14	619
2031		0	0	0		14 415	12	616
2032		0	0	0		13 872	10	613
2033		0	0	0		13 156	8	580
2034		0	0	0		12 684	7	578
2035		0	0	0		12 241	6	575
2036		0	0	0		11 825	5	573
2037		0	0	0		11 432	4	571
2038		0	0	0		11 058	4	569
2039		0	0	0		10 699	3	567
2040		0	0	0		10 363	3	566
2041		0	0	0		10 047	2	564
2042		0	0	0		9 750	2	562
2043		0	0	0		9 472	2	561
2044		0	0	0		9 208	1	560
2045		0	0	0		8 958	1	558
2046		0	0	0		8 720	1	557
2047		0	0	0		6 347	1	387
2048		0	0	0		6 181	0	387
Total		87 874	3 103	7 367		234 415	4 269	23 786

Примечания:

1. Доказанные запасы ограничены сроком действия Договора.
2. Итоговые цифры могут не совпадать из-за округления.
3. Объемы добычи приводятся в тыс. т, а капитальные затраты и эксплуатационные расходы – в млн. долларов США

ТАБЛИЦА 2

ДОКАЗАННЫЕ ПЛЮС ВЕРОЯТНЫЕ ЗАПАСЫ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2009 г.

НГДУ Месторождение	Запасы на 31 декабря 2008 г.,	Добыча, тыс.т	Поправки, тыс.т.	Запасы на 31 декабря 2009 г., тыс.т
ОзеньМунайГаз				
Узень	171 834	5 853	0	165 980
Карамандыбас	10 502	397	0	10 104
НГДУ ЖаикМунайГаз				
ЮЗ Камышитовое	6 554	235	0	6 319
Забурунье	3 401	195	212	3 419
Жанаталап	4 443	163	469	4 749
ЮВ Камышитовое	3 475	138	255	3 592
Балгимбаев	2 565	111	186	2 640
Гран	1 649	67	-239	1 344
Новобогатинское	353	6	-222	125
Ровное	124	10	-58	56
НГДУ ЖилыойМунайГаз				
Нуржанов	12 354	392	200	12 161
Зап. Прорва	1 365	80	-192	1 093
Досмухамбетовское	1 473	59	-51	1 363
Актюбе	567	25	-6	536
Терень-Узюк	1 251	64	193	1 380
Акингень	674	74	217	817
Кисимбай	437	40	18	415
Кульсары	75	8	-16	51
Кошагыл	59	4	12	67
Тюлюс	34	3	6	37
Каратон Кошкимбет	87	7	16	96
Аккудук	219	28	53	244
НГДУ КайнарМунайГаз				
Молдабек Восточный	5 910	406	1 050	6 554
Жоламанов	982	48	185	1 119
Северный Котыртас	215	18	73	270
Уаз	613	20	-303	290
Кондыбай	0	5	36	31
НГДУ ДоссорМунайГаз				
Ботахан	4 009	213	17	3 812
Карсак	1 015	44	48	1 018
Алтыкуль	378	17	33	394
Байчунас	200	9	-69	122
Бек Бике	47 3		-6	39
Доссор	14	1	-8	5
Искине	2	0	0	2
Комсомольское	12	1	-1	10
Кошкар	93	5	-16	72
Танатар	65	4	5	66
Макат Вост.	3 668	195	56	3 529
Макат	20	2	-11	7
Жолдыбай Сев.	442	27	71	485
ВСЕГО	241 180	8 978	2 213	234 415

Примечание:

1. Итоговые цифры могут не совпадать из-за округления.
2. В отчете за 2008 г. данные по месторождению Кондыбай приводились вместе с данными по месторождению Уа а в настоящем отчете – отдельно.

ПРИЛОЖЕНИЕ II

Система управления нефтяными ресурсами
Определения и нормативы

ТАБЛИЦА 3

ДОКАЗАННЫЕ + ВЕРОЯТНЫЕ +ВОЗМОЖНЫЕ ЗАПАСЫ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2009 г.

НГДУ / Месторождение	Запасы на 31 декабря 2008 г., тыс.т	Добыча,	Поправки, тыс.т.	Запасы на 31 декабря 2009 г., тыс.т
ОзеньМунайГаз				
Узень	194 372	5 853	0	188 519
Карамандыбас	12 053	397	39	11 695
НГДУ ЖаикМунайГаз				
ЮЗ Камышитовое	7 805	235	-223	7 347
Забурунье	3 898	195	326	4 029
Жанаталап	4 948	163	712	5 496
ЮВ Камышитовое	4 096	138	371	4 328
Балгимбаев	2 724	111	171	2 784
Гран	2 041	67	-424	1 550
Новобогатинское	462	6	-310	146
Ровное	155	10	-82	62
НГДУ ЖильюйМунайГаз				
Нуржанов	17 209	392	-1 889	14 928
Зап. Прорва	1 586	80	-295	1 211
Досмухамбетовское	1 661	59	-124	1 478
Актюбе	668	25	-62	582
Терень-Узюк	2 311	64	-181	2 066
Акингень	1 089	74	191	1 206
Кисимбай	722	40	-57	625
Кульсары	107	8	-34	65
Кошагыл	97	4	-1	92
Тюлюс	49	3	1	47
Каратон Кошкимбет	129	7	3	125
Аккудук	274	28	45	291
НГДУ КайнарМунайГаз				
Молдабек Восточный	8 949	406	199	8 742
Жоламанов	1 223	48	62	1 237
Северный Котыртас	264	18	76	322
Уаз	1 566	20	-808	738
Кондыбай	0	5	40	35
НГДУ ДоссорМунайГаз				
Ботахан	4 388	213	17	4 191
Карсак	1 063	44	46	1 064
Алтыкуль	397	17	34	414
Байчунас	210	9	-73	128
Бек Бике	50	3	-6	41
Доссор	15	1	-9	5
Искине	2	0	0	2
Комсомольское	14	1	-2	11
Кошкар	98	5	-16	77
Танатар	75	4	5	76
Макат Вост.	4 317	195	62	4 183
Макат	22	2	-12	7
Жолдыбай Сев.	474	27	77	523
ВСЕГО	281 583	8 978	-2 137	270 468

Примечание:

1. Итоговые цифры могут не совпадать из-за округления.
2. В отчете за 2008 г. данные по месторождению Кондыбай приводились вместе с данными по месторождению Уаз, а в настоящем отчете – отдельно.

ОБСУЖДЕНИЕ

Большинство месторождений ОМГ и ЭМГ находятся на зрелой стадии разработки, и запасы категорий «доказанные» и «доказанные + вероятные» можно подсчитать на основе данных о добыче прошлых лет с достаточной степенью уверенности. Так же как и в предыдущих подсчетах, компания GCA в целом основывала свою оценку запасов на анализе доли нефти в общей добыче месторождений, а также на данных по снижению уровня добычи как месторождений в целом, так и отдельных скважин. Компания GCA также включила в свою оценку запасов и уровней добычи данные по работе новых скважин и ГТМ. Для целей будущего бюджета и бизнес-плана была учтена и программа бурения и ГТМ. Подсчитанные запасы сверяются с геологическими запасами нефти в тех случаях, когда такие данные имеются, чтобы убедиться, что коэффициент суммарной нефтеотдачи является обоснованным и находится в приемлемых пределах.

Оставшаяся нефть (доказанные запасы) извлекается в течение срока действия лицензии. Для варианта «доказанные + вероятные запасы» добыча рассчитывалась до 2048 г., подразумевая, что договоры будут продлены. В Таблице 5 приводится прогноз по добыче для запасов категории «доказанные» и «доказанные + вероятные» совокупно по месторождениям ОМГ и ЭМГ. И для запасов категории «доказанные», и для запасов категории «доказанные + вероятные» определяется предел рентабельной эксплуатации.

Будущие программы бурения

РД КМГ предложило программу бурения на 2010-2014 г.г., которая приводится для ОМГ и ЭМГ ниже.

	2010	2011	2012	2013	2014
ЭМГ	41	37	38	37	39
ОМГ	158	180	180	180	180

Кроме того, предусмотрено бурение 7 дополнительных скважин на месторождении Уаз, что по сообщению РД КМГ соответствует числу оценочных скважин до утверждения плана разработки.

Что касается ОМГ, такая программа бурения мало отличается от программы предыдущего года, за исключением увеличенного плана на 2010 г. Для ЭМГ, напротив, такая программа представляет собой сокращение прошлогоднего плана. Такое сокращение оказывает влияние на объемы запасов некоторых месторождений.

Обсуждение отдельных месторождений

Дополнительные данные в форме протоколов, результатов бурения и карт коллекторов были представлены АО РД КМГ по следующим месторождениям:

- Нуржанов;
- Молдабек Восточный;
- Забурунье;
- Жоламанов;
- Акингень;
- Уаз.

Для месторождений Жоламанов, Забурунье и Акингень объем запасов категории «доказанные + вероятные» по оценке компании GCA выше, чем объем извлекаемых запасов категории B+C1, указанный в новых протоколах. По мнению компании GCA такие объемы извлекаемых запасов вполне возможны, судя по показателям добычи.

Что касается месторождения Молдабек Восточный, план разработки не пересматривался для улучшения показателей добычи из этого коллектора тяжелой нефти, и в настоящее время нет оснований для значительных изменений объемов запасов на основе показателей добычи.

Нуржанов

Оценка компании GCA 2008 г. основывалась на изучении коллекторов, выполненном ТОО НИИ «Каспимунайгаз», в соответствии с которым продуктивным интервалам триасовых коллекторов T-IV и T-V соответствуют значительные запасы категорий B+C1. Компания GCA в целом согласилась с оценкой геологических запасов юрского и триасового горизонтов, но сочла, что КИН из триасового горизонта ниже – 15%. Это было вызвано неуверенностью в сообщаемости и выдержанности коллектора в триасовом горизонте, а также смешанными показателями добычи из скважин, пробуренных на триасовый горизонт.

В рамках обновления отчета по оценке запасов компания GCA получила данные по надавно пробуренным на триасовый горизонт скважинам 503, 504, 505 и 506 вместе с протоколом по запасам и обновленными данными по добыче и показателям работы скважин. Программа бурения на месторождении Нуржанов на период действия бизнес-плана представляет собой сокращение объемов бурения по сравнению с бизнес-планом прошлого года.

Протокол запасов представляет собой более консервативную оценку объемов извлекаемой нефти по сравнению с исследованием 2008 г. ТОО НИИ «Каспимунайгаз», особенно для триасового горизонта. С учетом показателей работы скважин, пробуренных на триасовый горизонт, программы бурения на будущий период разработки и других данных, полученных компанией GCA к настоящему времени, компания GCA считает, что данные, содержащиеся в протоколе по запасам, являются обоснованными. Компания GCA повысила свой КИН для триасовых коллекторов, но с учетом сокращения оценки геологических запасов, значительных изменений в объемах запасов не произошло.

Уаз

Подсчетные параметры кажутся обоснованными, но показатели работы скважин и план разработки не выглядят адекватными для извлечения подсчитанных объемов запасов категории B+C1. Компания GCA приняла дополнительные 7 скважин на период действия бизнес-плана для запасов категорий 2P и 3P (по определениям СУУР), но сделала допуск на бурение дополнительных скважин для запасов категории 3P. Такое количество скважин достаточно для поддержания уровня добычи, но в соответствии с данными о падении уровня добычи нет никаких основании считать, что в течение срока действия проекта возможно будет извлечь принятый на баланс объем запасов категорий B+C1. Обводненность продукции составляет около 44%, и любая основанная на показателях добычи оценка даст более низкое извлечение, нежели извлечение, основанное на подсчетных параметрах.

На основании таких данных компании GCA пришлось снизить свою оценку запасов месторождения Уаз. Месторождение все еще находится в стадии пробной эксплуатации, и по мере увеличения количества данных по показателям добычи и при наличии плана разработки возможно появятся основания для полного или частичного восстановления оценки объемов запасов категории B+C1 в будущем.

Определение предела рентабельной эксплуатации

Средневзвешенная скидка с цены на нефть марки Брент размером в $10,51/барр. для экспортируемой сырой нефти получена на основании маркетинговых данных и планов бюджетов, предоставленных РД КМГ. Эта скидка образована разницей в качестве и затратами на транспортировку. Цена на внутреннем рынке основывается на информации о разнице в ценах, предоставленной РД КМГ, и равняется в среднем $38,80/барр по сравнению с ценой марки Брент.

Для целей определения предела рентабельности использовался следующий сценарий цен на нефть марки Брент:

г. 2010	$ 81,94/барр.
г. 2011	$ 85,81/барр.
г. 2012	$ 87,83/барр.
г. 2013	$ 87,10/барр.
г. 2014	$ 86,59/барр.
г. 2015	$ 88,33/барр.

Начиная с 2015 г. – увеличение на 2,0% в год.

Капитальные затраты и эксплуатационные расходы базируются на бюджете на 2010 г. и бизнес-плане на 2011-2014 г.г. Для целей определения предела рентабельной эксплуатации компания GCA включила только затраты, связанные с добычей. Налоги, роялти, амортизация или затраты на транспортировку рассчитываются в модели движения денежных потоков компании GCA отдельно и поэтому не включены в эксплуататционные расходы. Эти затраты учитывают годовую инфляцию в 2%, на которой основана модель компании GCA.

Затраты, указанные в бюджете и бизнес-плане, приводятся в долларах США по курсу 150 тенге/доллар.

В Таблице 5 представлен долгосрочный прогноз добычи и затрат для запасов категории «доказанные» и «доказанные + вероятные».

Предел рентабельной эксплуатации определялся отдельно по каждому из семи ранее существовавших НГДУ исходя из того, что эксплуатационные расходы и период рентабельной разработки в основном зависят от общего обустройства месторождений. Основное предположение состоит в том, что добыча на всех месторождениях НГДУ прекратится в одно и то же время.

В таблице ниже показаны пределы рентабельной эксплуатации для ОМГ и шести ранее существовавших НГДУ ЭМГ:

	Доказанные	Доказанные + вероятные
ОзеньМунайГаз	2021	2048
ЖаикМунайГаз	2018	2046
ЖилыойМунайГаз		
ПрорваМунайГаз	2020	2046
КульсарыМунайГаз	2020	2032
КайнарМунайГаз	2021	2046
ДоссорМунайГаз	2018	2046
МакатМунайГаз	2018	2046

Примечание: в ЖилыойМунайГаз входят ПрорваМунайГаз и КульсарыМунайГаз; в ДоссорМунайГаз входит МакатМунайГаз.

Что касается запасов категории «доказанные + вероятные + возможные», предел рентабельной эксплуатации для всех НГДУ наступает в 2048 г.

Объемы запасов, представленные в Таблицах 1-3, основываются на таких пределах рентабельной эксплуатации.

ОСНОВА ДЛЯ ЗАКЛЮЧЕНИЯ

Настоящая оценка была выполнена в контексте представлений компании GCA о влиянии законодательства, регулирующего нефтегазовую отрасль, налогообложения и иных требований, применимых к таким активам. Тем не менее, компания GCA не имеет возможности подтвердить право собственности, участие в финансировании капиталовложений или наличие обременений, по каким бы то ни было из оцениваемых активов.

Следует понимать, что любое определение объемов запасов, особенно в нефтегазовой сфере, может подвергаться значительным изменениям за короткие промежутки времени по мере поступления новой информации и смены представлений.

С уважением,
GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES

Джефф Калл,
Региональный исполнительный директор

ПРИЛОЖЕНИЕ I

Словарь терминов

СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ

Список основных сокращений, используемых в настоящем отчете.

%	Процент
BBL	Баррель
CAPEX	Капитальные затраты
CT	Налог на прибыль
E&A	Исследование и оценка
EMG	«Эмбамунайгаз»
EPT	Налог на сверхприбыль
G&A	Общие и административные расходы
GOR	Газовый фактор
IRR	Внутренняя норма рентабельности
km	Километры
km²	Квадратные километры
KzTg	Казахстанский тенге
m	Метры
m³	Кубические метры
m³/day	Кубические метры в сутки
MKzTg	Тысячи казахстанских тенге
Mm³	Тысячу кубометров
Mm³/day	Тысяч кубических метров в сутки
MMm³	Миллионы метров кубических
M	Тысяч
MM	Миллион
Mtonne	Тысячи тонн
MMtonne	Миллион тонн
NGL	Жидкости природного газа
NPV	Чистая приведенная стоимость
OMG	«Озеньмунайгаз»
OPEX	Операционные расходы
p.a.	ежегодно
PVT	Температура объема давления
STOIIP	Нефть резервуара запаса на первоначальном месте
t/day	Тонн в день
U.S.□	Доллар США

Общество инженеров-нефтяников, Международный нефтяной совет, Американская ассоциация геологов-нефтяников и Общество инженеров по оценке запасов нефти и газа

Система управления нефтегазовыми ресурсами

Определения и нормативы ([1])

Март 2007

Введение

Запасами нефти и газа является расчетные количества углеводородов, которые в результате естественных процессов возникают и находятся на поверхности или внутри земной коры. Подсчет ресурсов заключается в определении полного расчетного количества открытых и неразведанных запасов углеводородов, причем оценка ресурсов касается потенциально извлекаемых запасов, которые могут подлежать коммерческой разработке. Система управления нефтегазовыми ресурсами предлагает согласованный метод подсчета углеводородных запасов, оценки проектов разработки месторождений и обобщения результатов в виде комплексной классификации.

Начало международным инициативам по стандартизации методов определения и подсчета запасов нефти и газа было положено в 1930гг. Ранние нормативы уделяли особое внимание доказанным запасам. Учитывая работу, проделанную Обществом инженеров по оценке запасов нефти и газа (ОИОЗНГ), в 1987г. ОИН опубликовало определения для всех категорий запасов. В том же году Мировой совет нефти (МСН, в то время носивший название Мирового конгресса нефти) в результате своего собственного исследования опубликовал фактически аналогичные определения запасов. В 1997г. эти две организации совместно обнародовали единый список определений запасов для международного использования. В 2000г. Американская ассоциация геологов-нефтяников (ААГН), ОИН и МНС совместно разработали систему классификации всех нефтегазовых ресурсов, после чего были опубликованы следующие вспомогательные документы: дополнительные рекомендации по практическому применению (2001) и глоссарий терминов, использованных в документе «Определения ресурсов» (2005). ОИН также обнародовало стандарты для подсчета и аудита информации о запасах (последняя редакция 2007г.)

Сегодня данные определения и соответствующая система классификации повсеместно используются в международной практике нефтегазовой индустрии в качестве критерия сопоставимости и с целью снижения доли субъективности во время оценки запасов. В то же время, технологии, используемые в области разведки, разработки, добычи и переработки углеводородного сырья постоянно развиваются и совершенствуются. Комитет по запасам нефти и газа Общества инженеров-нефтяников (ОИН) тесно сотрудничает с другими организациями с целью проведения регулярного пересмотра определений и ключевых вопросов в соответствии с усовершенствованием технологий и изменениями конъюнктуры.

Документ ОИН СУНР обобщает, развивает и замещает нормативы, которые содержатся в «Определениях нефтегазовых запасов» 1997г., «Классификации и определениях нефтегазовых запасов» 2000г., а также «Нормативах для оценки нефтегазовых запасов и ресурсов» 2001г., причем последний документ продолжает являться ценным источником подробной информации по вопросу.

Данные определения и нормативы призваны служить единым стандартом для международной нефтегазовой индустрии, включая государственные органы финансовой и правовой отчетности, а также содействовать выполнению требований в области управления нефтегазовыми проектами и активами. Кроме того, целью их использования является достижение большей прозрачности в сфере международного общения по вопросам нефтегазовых ресурсов. Ожидается, что документ ОИН СУНР будет внедрятся параллельно с развитием специализированных образовательных программ и рекомендаций по практическому применению в самых различных технических и коммерческих областях.

Данные определения и нормативы предоставляют пользователям и учреждениям возможность гибкого применения в соответствии с их потребностями. Однако все изменения нормативов, содержащихся в данном документе, подлежат четкому определению. Определения и нормативы, содержащиеся в данном документе, не могут быть истолкованы как изменяющие значение или применение каких-либо существующих требований отчетности.

С полным текстом документа «Определения и нормативы ОИН СУНР» можно ознакомиться в Интернете:
www.spe.org/specma/binary/files/6859916Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf

---

1 Данные «Определения и нормативы» являются частью документа «Система управления нефтегазовыми ресурсами» («ОИН СУНР») Общества инженеров-нефтяников, Международного нефтяного совета, Американской ассоциации геологов-нефтяников и Общества инженеров по оценке запасов нефти и газа (ОИН, МНС, ААГН, ОИОЗНГ), утвержденная в марте 2007г.

ЗАПАСЫ

Запасами являются те количества углеводородов, которые являются потенциально извлекаемыми с коммерческой целью и путем применения проектов разработки определенных масс углеводородов в течение определенного периода времени и в соответствии с определенными условиями.

Запасы должны отвечать следующим четырем критериям: они должны быть разведанными, извлекаемыми, коммерческими и основываться на проекте/проектах их разработки. Далее запасы подразделяются в соответствии с уровнем определенности касательно их оценки и могут подлежать дальнейшей классификации в зависимости от степени зрелости проекта и/или в соответствии со степенью их разработки и добычи. Для зачисления в класс запасов проект должен быть достаточно определенным, включая его рентабельность. Должны существовать достаточная уверенность в том, что все необходимые внутренние и внешние разрешения будут получены, а также подтверждение твердого намерения приступить к разработке в приемлемые сроки. Приемлемые сроки для начала стадии разработки зависят от конкретных обстоятельств и отличаются в зависимости от масштаба проекта. Хотя пятилетний период является рекомендуемым показателем, более длительный срок может быть приемлемым в случае, если, например, разработка проектов была отложена производителем, наряду с другими причинами, в связи с конъюнктурой рынка или с целью выполнения иных контрактных или стратегических обязательств. Во всех случаях обоснования перевода в класс запасов должны быть подтверждены документально. Для включения в класс запасов должна существовать твердая уверенность в коммерческой производительности месторождения, подтвержденной практическими испытаниями пласта. В некоторых случаях запасы могут быть определены на основе показаний буровых журналов и/или анализа керна, которые подтверждают, что месторождение содержит углеводороды или является аналогом месторождений в данной местности, которые либо находятся на стадии добычи, либо могут стать производительными, что подтверждено результатами испытаний пласта.

В эксплуатации

Проект разработки находится в эксплуатации, т.е. производит и поставляет на рынок нефтепродукты.

Основным критерием в данном случае является факт получения проектом прибыли от продаж в отличие от согласованного проекта разработки, который подлежит завершению. На этом этапе «вероятность рентабельности» проекта разработки считается равной 100%. Так называемым переломным решением на данном этапе является решение о начале коммерческой добычи в рамках проекта.

Утвержденные для разработки

Разведанные массы углеводородов являются объектом работ в рамках проекта с целью обоснования начала коммерческой разработки в ближайшее время.

На этом этапе должна существовать уверенность в том, что разработка проекта состоится. Данный проект не должен зависеть от каких-либо непредвиденных обстоятельств, например, недостающих разрешений контролирующих органов или договоров о купле-продаже. Запланированные капитальные затраты должны быть включены в согласованный бюджет отчитывающегося предприятия на текущий или следующий год. Так называемым переломным решением на данном этапе является решение о начале инвестиций в строительство производственных мощностей и/или бурение эксплутационных скважин.

Имеющие обоснование для разработки

Реализация проекта разработки является обоснованной вследствие приемлемых предполагаемых коммерческих условий на момент отчетности, а также достаточной уверенности в том, что все необходимые разрешения/контракты будут получены/заключены.

Для того чтобы перейти на данный уровень зрелости проекта и соответствующих запасов, проект разработки должен быть признан рентабельным на момент отчетности, исходя из прогнозов отчитывающегося предприятия в отношении цен, затрат и т.д., а также конкретных обстоятельств данного проекта. Наличие твердого намерения приступить к разработке в приемлемые сроки является достаточным подтверждением рентабельности. Кроме того, в дополнение подтверждения рентабельности необходимо предоставить в достаточной мере подробный план разработки, а также продемонстрировать достаточную уверенность в том, что все разрешения контролирующих органов и договоры о купле-продаже, которые необходимо получить и заключить до начала реализации проекта,

будут получены и заключены. Помимо таковых разрешений/договоров не должно существовать никаких иных непредвиденных обстоятельств, которые могли бы воспрепятствовать реализации проекта разработки в приемлемые сроки (см. «Класс запасов»). Так называемым переломным решением на данном этапе является решение отчитывающегося предприятия и его партнеров, если таковые существуют, о том, что проект находится на уровне достаточной технической и коммерческой зрелости, обосновывающем начало разработки.

Доказанные запасы

Доказанными запасами являются количества нефти и газа, которые, вследствие геофизических и технических исследований, с достаточной уверенностью считаются коммерчески извлекаемыми в течение определенного периода времени из определенных месторождений и в соответствии с определенными экономическими условиями, производственными методами и нормативными требованиями.

В соответствии с детерминистическими понятиями, термин «достаточная уверенность» используется для обозначения значительной степени убежденности в том, что данные количества будут извлечены. В соответствии с понятиями теории вероятности, должна существовать по крайней мере 90% вероятность того, что извлеченные количества будут равны или превзойдут предварительные расчеты. Территория месторождения, относящаяся к доказанным запасам, включает в себя:

(1) территорию, ограниченную процессами бурения и определенную контурами залежей, если таковые имеются, а также

(2) прилегающие не затронутые бурением участки месторождения, которые могут обоснованно считаться, вследствие геофизических и технических исследований, непрерывным продолжением данного месторождения, а также коммерчески производительными участками.

В случае отсутствия контуров залежей доказанные запасы месторождения будут определяться нижней границей нефтеносности в соответствии с глубиной забоя скважины, за исключением случаев, когда в наличии имеются иные исчерпывающие геофизические, технические или эксплутационные данные. Таковой исчерпывающей информацией являются результаты анализа перепада давления и сейсмические показатели. Данные сейсморазведки в своей обособленности могут оказаться недостаточными для определения контуров залежей доказанных запасов (см. «Дополнительные рекомендации» 2001г., Раздел 8). Запасы на неразведанных территориях могут классифицироваться как доказанные в случае, если данные территории находятся в пределах неразбуренных участков месторождения, которое с обоснованной уверенностью может считаться производительным с коммерческой точки зрения. Имеющиеся геофизические и технические данные достаточно обоснованно указывают на то, что искомый пласт является непрерывным ответвлением разбуренных участков доказанных запасов. Касательно доказанных запасов, коэффициент извлечения нефти, применимый в отношении данных месторождений, должен определяться на основе анализа различных сценариев и моделей, а также качественной технической оценки характеристик участка доказанных запасов и внедряемой программы разработки.

Предполагаемые запасы

Предполагаемыми запасами являются дополнительные запасы, извлечение которых, вследствие геофизических и технических исследований, считается менее вероятным по сравнению с доказанными запасами, но более вероятным по сравнению с вероятными запасами.

Существует вероятность того, что фактические извлекаемые количества окажутся более или менее значительными, чем сумма расчетных доказанных и предполагаемых запасов. При использовании методов в соответствии с теорией вероятности, должна существовать по крайней мере 50% вероятность того, что фактические извлекаемые количества окажутся равными или превышающими сумму расчетных доказанных и предполагаемых запасов. Предполагаемые запасы могут быть определены в пределах тех участков месторождения, которые прилегают к участкам доказанных запасов, но где контроль за данными или интерпретация существующих данных являются менее определенными. Имеется вероятность того, что интерпретированная целостность пласта не удовлетворит критерию достаточной определенности. Расчетные предполагаемые запасы также включают в себя постепенно нарастающие объемы добычи, связанные с коэффициентом извлечения нефти, превышающим показатели, запланированные, исходя из доказанных запасов.

Вероятные запасы

Вероятными запасами являются дополнительные запасы, извлечение которых, вследствие геофизических и технических исследований, считается менее вероятным по сравнению с предполагаемыми запасами.

Существует малая вероятность того, что фактические извлекаемые количества превзойдут сумму доказанных, предполагаемых и вероятных запасов, которая представляет собой схему, основанную на завышенных расчетах. При использовании методов в соответствии с теорией вероятности должна существовать по крайней мере 10% вероятность того, что фактические извлекаемые количества окажутся равными или превышающими сумму расчетных доказанных, предполагаемых и вероятных запасов. Вероятные запасы могут быть определены в пределах тех участков месторождения, которые прилегают к участкам предполагаемых запасов, но где контроль за данными и интерпретация существующих данных являются поступательно менее определенными. Зачастую это может происходить там, где имеющиеся геофизические и технические данные не позволяют четко определить участок и вертикальные контуры нефтегазоносности коммерческой добычи на месторождении в пределах конкретного проекта. Расчетные вероятные запасы также включают в себя постепенно нарастающие объемы добычи, связанные с коэффициентом извлечения нефти, превышающим показатели, запланированные, исходя из предполагаемых запасов.

Предполагаемые и вероятные запасы

(Смотри примечания выше касательно отдельных критериев для предполагаемых запасов и вероятных запасов).

Расчеты суммарных доказанных и предполагаемых запасов, а также доказанных, предполагаемых и вероятных запасов могут быть результатом допустимых альтернативных технических и коммерческих интерпретаций параметров месторождения и/или соответствующего проекта разработки, которые являются четко зафиксированными документально, включая сравнительный анализ с успешно реализованными сопоставимыми проектами. В условиях обычных залежей углеводородов предполагаемые и/или вероятные запасы могут быть определены там, где имеющиеся геофизические и технические данные указывают на наличие непосредственно прилегающих участков месторождения в пределах одной и той же залежи, которые отделены от участков доказанных запасов из-за небольшого разрывного залегания породы или иного геологического разрыва. Такие участки не подвергались бурению, но их интерпретация позволяет полагать, что они сообщаются с (доказанными) запасами определенного месторождения. Предполагаемые или вероятные запасы могут быть определены на тех участках, которые структурно расположены выше участков доказанных запасов. Вероятные, а в некоторых случаях и предполагаемые, запасы могут быть определены на тех участках, которые структурно расположены ниже прилегающих участков доказанных запасов или суммарных доказанных и предполагаемых запасов. Следует проявлять осмотрительность при определении запасов в пределах прилегающих месторождений, отделенных посредством крупных разломов (потенциальных закупорок), до того как это месторождение разбурено и отнесено к категории коммерчески рентабельных. Обоснования определения запасов в таких случаях должны быть четко зафиксированы документально. Запасы не могут быть определены на участках, которые отчетливо отделены от установленной залежи непроизводящим пластом, т.е. отсутствием пласта; пластом, структурно расположенным ниже; пластом с отрицательными результатами испытаний. Подобные участки могут содержать перспективные ресурсы. В условиях обычных залежей углеводородов, где в результате бурения было установлено повышение верхней границы нефтеносности и существует вероятность наличия шапки попутного газа, доказанные запасы нефти могут быть определены только на тех участках месторождения, которые структурно расположены выше, и если существует достаточная уверенность, основанная на документально зафиксированных результатах технических исследований, в том, что данные участки с самого начала находятся выше давления насыщения. Запасы на участках месторождения, которые не удовлетворяют данному критерию, могут быть определены в качестве предполагаемых и вероятных запасов нефти и/или газа в зависимости от характеристик пластовой жидкости и интерпретации перепадов давления.

Подготовленные разведанные запасы

Подготовленными и разведанными запасами являются количества углеводородов, которые предполагается извлечь из существующих скважин и посредством существующих производственных мощностей.

Запасы считаются подготовленными и разведанными только после установки необходимого оборудования или в том случае, когда затраты на подобную установку являются относительно небольшими по сравнению со стоимостью скважины. В случае если предусмотренное оборудование становится недоступным, может возникнуть необходимость перевода данных запасов из категории подготовленных и разведанных в категорию неосвоенных. Кроме того, подготовленные разведанные запасы могут быть переведены в категорию запасов, находящихся в эксплуатации, или непроизводящих запасов.

Разведанные разрабатываемые запасы

Разведанные разрабатываемые запасы предполагается извлечь из интервалов заканчивания, открытых и находящихся в эксплуатации в расчетные сроки.

Запасы, зависящие от усовершенствования добычи, считаются разрабатываемыми только после введения в эксплуатацию проекта по усовершенствованию добычи.

Разведанные неразрабатываемые запасы

Разведанные неразрабатываемые запасы включают в себя запасы закрытых/остановленных скважин, а также разбуренные, но не извлеченные запасы.

Предполагается, что запасы закрытых скважин подлежат извлечению из:

(1) интервалов заканчивания, являющимися открытыми в расчетные сроки, но еще не находящимися в эксплуатации,

(2) скважин, которые были закрыты/остановлены в связи с конъюнктурой рынка или по причине трубопроводных соединений, или

(3) скважин, которые не могу быть введены в эксплуатацию по механическим причинам.

Предполагается, что разбуренные, но не извлеченные запасы подлежат извлечению из тех участков существующих скважин, для которых потребуется дополнительное бурение и заканчивание скважины или повторное освоение скважины до ввода в эксплуатацию. Во всех этих случаях при первичном или повторном вводе в эксплуатацию с целью добычи затраты будут относительно небольшими в сравнении со стоимостью бурения новой скважины.

Неосвоенные запасы

Неосвоенными запасами являются те количества, которые предполагается извлечь в будущем посредством новых инвестиций:

(1) из новых скважин на неразбуренных участках в пределах установленной площади нефтегазоносности,

(2) посредством углубления существующих скважин в иной, но установленный пласт месторождения,

(3) из уплотнительных скважин, которые повышают уровень добычи, или

(4) там, где требуются относительно высокие затраты (в сравнении со стоимостью бурения новой скважины) с целью:

(a) повторного освоения существующей скважины или

(b) установки оборудования для добычи или транспортировки в рамках проектов добычи или усовершенствования добычи.

УСЛОВНЫЕ РЕСУРСЫ

Количества углеводородов, которые, согласно полученной информации, считаются потенциально извлекаемыми из установленных месторождений посредством применения проектов разработки, но которые на сегодняшний день не считаются пригодными для коммерческой добычи вследствие каких-либо обстоятельств.

Условные ресурсы могут включать в себя, например, проекты, для которых пока не найдены конкурентные рынки сбыта; где коммерческая добыча зависит от технологий в стадии разработки; где оценка месторождения не является достаточной для четкого определения рентабельности. Условные ресурсы могут подлежать дальнейшей классификации в зависимости от степени уверенности в расчетах, а также в зависимости от уровня зрелости проекта и/или в соответствии с его экономическим положением.

Стадия, предшествующая разработке

Разведанное месторождение, на котором ведутся работы по проекту с целью обоснования коммерческой разработки в ближайшее время.

Считается, что такой проект обладает умеренным потенциалом для возможной коммерческой разработки, в соответствии с чем ведутся работы по сбору данных, включая результаты бурения, сейсморазведки и др., и/или оценки с целью подтверждения того, что проект является коммерчески рентабельным, и обоснования выбора соответствующего плана разработки. Критические обстоятельства и препятствия на пути реализации проекта были определены и ожидается, что они будут устранены в приемлемые сроки. Следует отметить, что вследствие не соответствующих ожиданиям результатов оценки может возникнуть необходимость перевода данного проекта в категорию «приостановленных» или «нерентабельных». Так называемым переломным решением на данном этапе является решение о продолжении работ по сбору данных и/или исследований с целью переведения проекта на такой уровень технической и коммерческой зрелости, который может предшествовать принятию решения о начале работ по разработке и добыче.

Разработка не определена или приостановлена

Разведанное месторождение, на котором работы по проекту приостановлены и/или ожидается значительная задержка в вынесении решения об обосновании коммерческой разработки.

Считается, что такой проект обладает потенциалом для возможной коммерческой разработки, однако дальнейшие работы по оценке приостановлены до устранения значительных внешних препятствий на пути реализации проекта. Иной причиной такой приостановки может являться необходимость проведения значительных дальнейших работ по оценке с целью уточнения потенциала для возможной коммерческой разработки. При таких обстоятельствах возможна значительная задержка перехода на стадию разработки. Следует отметить, что при изменении обстоятельств (например, если более не существует достаточной уверенности в том, что критическое препятствие может быть устранено в приемлемые сроки), может возникнуть необходимость перевода данного проекта в категорию «нерентабельных». Так называемым переломным решением на данном этапе является решение либо о продолжении работ по дополнительной оценке с целью уточнения потенциала для возможной коммерческой разработки, либо о приостановке дальнейший действий до устранения внешних препятствий.

Разработка не является рентабельной

Разведанное месторождение, где в данный момент не предвидится проведение работ по разработке или сбору дополнительных данных в связи с ограниченным производительным потенциалом.

Считается, что таковой проект не обладает потенциалом для возможной коммерческой разработки на момент отчетности, однако теоретически извлекаемые количества зафиксированы документально с целью определения потенциальных возможностей в случае значительного усовершенствования технологий или крупных изменений конъюнктуры рынка. Так называемым переломным решением на данном этапе является решение о прекращении дальнейших работ по сбору данных или исследований по проекту.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ

Количества углеводородов, которые, согласно полученной информации, считаются потенциально извлекаемыми из неразведанных месторождений.

Оценка потенциальных месторождений проводится в соответствии с вероятностью открытия, а также, в случае открытия, вероятности того, что расчетные количества будут извлекаемыми в соответствии с согласованным планом разработки. Во внимание принимается тот факт, что данные планы разработки будут значительно менее подробными, а также будут в большей мере зависеть от сравнительного анализа с аналогами на ранних стадиях разведки.

Разведуемый участок – Категория 1 (Prospect)

Проект в пределах потенциальной углеводородной залежи, достаточно определенной для того, чтобы являться объектом практически осуществимого бурения.

Целью работ по проекту является оценка вероятности открытия и, в случае открытия, масштаба потенциально извлекаемых запасов в соответствии с программой коммерческой разработки.

Разведуемый участок – Категория 2 (Lead)

Проект в пределах потенциальной углеводородной залежи, в данное время недостаточно определенной. Необходимо проведение работ по сбору дополнительных данных для того, чтобы данный разведуемый участок был переведен из категории 2 (Lead) в категорию 1 (Prospect).

Целью работ по проекту является сбор дополнительных данных и/или проведение дальнейшей оценки для принятия решения о том, может ли данный разведуемый участок перейти из категории 2 (Lead) в категорию 1 (Prospect). Данный процесс включает в себя оценку вероятности открытия и, в случае открытия, масштаба потенциально извлекаемых запасов в соответствии с практически осуществимыми сценариями разработки.

Разведуемый участок – Категория 3 (Play)

Проект в пределах предполагаемого количества потенциальных разведуемых участков, для которых необходимо проведение работ по сбору дополнительных данных и/или оценке с целью определения конкретных разведуемых участков категории 2 (Lead) или категории 1 (Prospect).

Целью работ по проекту является сбор дополнительных данных и/или проведение дальнейшей оценки для определения конкретных разведуемых участков категории 2 (Lead) или категории 1 (Prospect) для более подробного анализа вероятности их открытия и, в случае открытия, масштаба потенциально извлекаемых запасов в соответствии с гипотетическими сценариями разработки.

КЛАССИФИКАЦИЯ РЕСУРСОВ

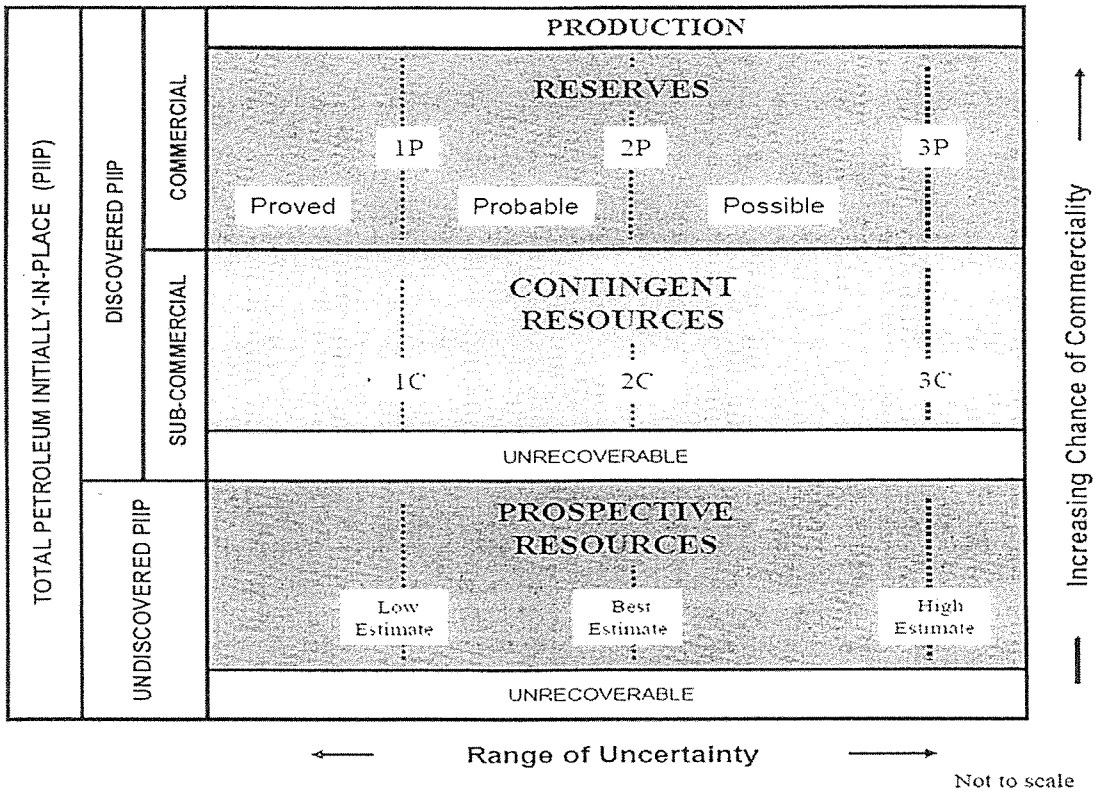
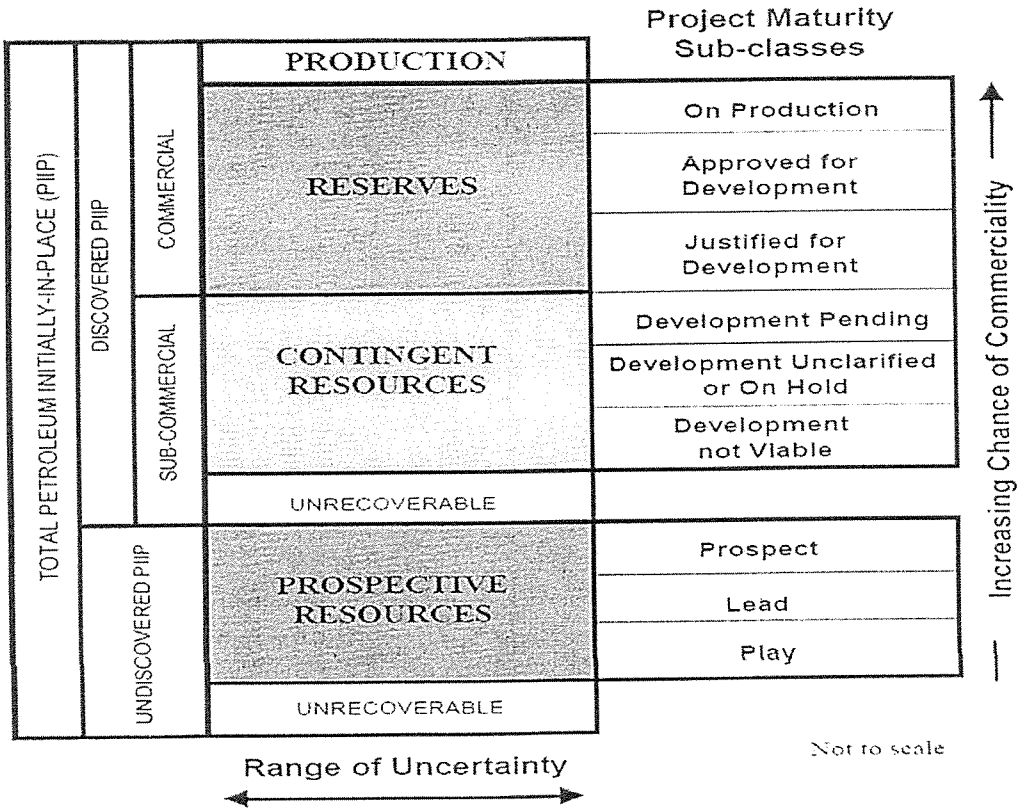


Figure 1-1: Resources Classification Framework.

English	Russian
TOTAL PETROLEUM INITIALLY IN PLACE (PPIP)	НАЧАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ В КОЛЛЕКТОРЕ
DISCOVERED PIIP	РАЗВЕДАННЫЕ НАЧАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ В КОЛЛЕКТОРЕ
COMMERCIAL	КОММЕРЧЕСКИЕ
SUB-COMMERCIAL	НЕКОММЕРЧЕСКИЕ
UNDISCOVERED PIIP	НЕРАЗВЕДАННЫЕ НАЧАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ В КОЛЛЕКТОРЕ
PRODUCTION	ДОБЫЧА
RESERVES	ЗАПАСЫ
1P	Доказанные
2P	Доказанные + Предполагаемые
3P	Доказанные + Предполагаемые + Вероятные
Proved	Доказанные
Probable	Предполагаемые
Possible	Вероятные
CONTINGENT RESOURCES	УСЛОВНЫЕ РЕСУРСЫ
1C	Стадия, предшествующая разработке
2C	Разработка не определена или приостановлена
3C	Разработка не является рентабельной
UNRECOVERABLE	НЕ ИЗВЛЕКАЕМЫЕ
PROSPECTIVE RESOURCES	ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ
Low Estimate	Низкая оценка
Best Estimate	Наилучшая оценка
High Estimate	Высокая оценка
UNRECOVERABLE	НЕ ИЗВЛЕКАЕМЫЕ
Range of Uncertainty	Уровень неопределенности
Increasing Chance of Commerciality	Возрастающая вероятность коммерческой добычи
Not to scale	Без соблюдения масштаба

ЗРЕЛОСТЬ ПРОЕКТА



English Russian	
TOTAL PETROLEUM INITIALLY IN PLACE (PPIP)	НАЧАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ В КОЛЛЕКТОРЕ
DISCOVERED PIIP	РАЗВЕДАННЫЕ НАЧАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ В КОЛЛЕКТОРЕ
COMMERCIAL	КОММЕРЧЕСКИЕ
SUB-COMMERCIAL	НЕКОММЕРЧЕСКИЕ
UNDISCOVERED PIIP	НЕРАЗВЕДАННЫЕ НАЧАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ В КОЛЛЕКТОРЕ
PRODUCTION	ДОБЫЧА
RESERVES	ЗАПАСЫ
CONTINGENT RESOURCES	УСЛОВНЫЕ РЕСУРСЫ
UNRECOVERABLE	НЕ ИЗВЛЕКАЕМЫЕ
PROSPECTIVE RESOURCES	ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕСУРСЫ
UNRECOVERABLE	НЕ ИЗВЛЕКАЕМЫЕ
Range of Uncertainty	Уровень неопределенности
Project Maturity Sub-classes	Подкатегории степени зрелости проектов
On Production	В эксплуатации
Approved for Development	Утвержденные для разработки
Justified for Development	Имеющие обоснование для разработки
Development Pending	Стадия, предшествующая разработке
Development Unclarified or On Hold	Разработка не определена или приостановлена

ГОЛОВНОЙ ОФИС KMGFINANCE
«КазМунайГазФайненсСабБи.Ви.»
Стравинскилаан 807
(WTC Tower A, 8-й этаж) 1077 XX Амстердам
НИДЕРЛАНДЫ

ГОЛОВНОЙ ОФИС КМГ
АО «Национальная компания «КазМунайГаз»
Казахстан,
г. Астана 010000,
ул. Кабанбай Батыра, 22
КАЗАХСТАН

СООРГАНИЗАТОРЫ И ДИЛЕРЫ

«Кредит Суис Секьюритиз (Юроп) Лимитед»

Уан Кэбот Скваер
Лондон E14 4QJ
Великобритания

«Роял Банк оф Скотланд пи-эл-си»

135 Бишопгейт
Лондон
EC2M 3UR
Великобритания

«ЮБиЭс Лимитед»

Ситигруп Центр
Канада Скваер
Лондон E14 5LB
Великобритания

КАЗАХСТАНСКИЕ ОРГАНИЗАТОРЫ И ДИЛЕРЫ

АО ДОЧЕРНЯЯ ОРГАНИЗАЦИЯ НАРОДНОГО БАНКА КАЗАХСТАНА «HALYKFINANCE»

КВАРТАЛ 3, ЭТАЖ 6, НУРЛИ ТАУ В/С,

АЛЬ-ФАРАБИ ПР-Т, 19/1

АЛМАТЫ 050013

КАЗАХСТАН

АО ВИЗОР КЭПИТАЛ

ЕСЕНТАЙ ВС, 7/77, АЛЬ-ФАРАБИ ПР-Т,

АЛМАТЫ 050040

КАЗАХСТАН

ОСНОВНОЙ ПЛАТЕЖНЫЙ АГЕНТ, ТРАНСФЕР-АГЕНТ И РАСЧЕТНЫЙ АГЕНТ

«Ситибанк Н.А» Лондон
Ситигруп Центр
Канада Скваер
Лондон E14 5LB
Великобритания

ДОВЕРИТЕЛЬНЫЙ УПРАВЛЯЮЩИЙ

«Ситигруп Трасти Кампани Лимитед»
Ситигруп Центр
Канада Скваер
Лондон E14 5LB
Великобритания

РЕГИСТРАТОР

«Ситигруп Глобал Маркетс Дойчланд АГ энд Ко. KGaA»
Рейтервег 16
60323 Франкфурт
Германия

ЮРИДИЧЕСКИЕ КОНСУЛЬТАНТЫ

KMG Finance а по праву Нидерландов

«Ди-Эл-Эй Пайпер Недерланд Эн.Ви.»

Амселвеенсвег 638
1081 JJ Амстердам
Нидерланды

«Оттершпейр, Гаанснут энд Партнерс»
Конингин Эммаплейн 13
3016 AB Роттердам
Нидерланды

КМГ по праву Англии и США:
«Дьюи энд ЛеБоф»
Намбер Уан Минстер Корт
Лондон EC3R 7YL
Англия

КМГ по праву Казахстана:
«Дьюи энд ЛеБоф»
Казахстан
г. Алматы 050010
пр. Достык, 38
Бизнес-центр «Кен Дала», 5-й этаж

Дилеров по праву Англии и США:
«Уайт энд Кейс Эл-Эл-Пи»
5 Оулд Брод Стрит
Лондон EC2N 1DW
Англия

Дилеров по праву Казахстана:
ТОО «Уайт энд Кейс»
Казахстан
Алматы 050059
пр. Достык, 117/6

Доверительного управляющего по праву Англии:
«Уайт энд Кейс Эл-Эл-Пи»
5 Оулд Брод Стрит
Лондон EC2N 1DW
Англия

АУДИТОРЫ

КМГ:

ТОО «Эрнст энд Янг»
Казахстан
г. Алматы 050060
пр. Аль-Фараби 77/7, «Есентай Тауэр»

KMG Finance :

«Эрнст энд Янг»
Бумпьес 258
3011 X2 Роттердам
Нидерланды

Настоящим подтверждаем, что данный перевод с английского языка на русский язык осуществлен Агентством переводов «Гельвеция».

08 ноября, 2010 года

С уважением,

Директор
Сихимбаева Е.Д.

Прошито и пронумеровано _____ листах

Генеральный менеджер по
корпоративному финансированию
и управлению активами

А. Касымбек

This is to certify that the following text was translated from English language into Russian language by "HELVETIA" Translation Agency.

November 08, 2010

Best regards,

Director
Sikhimbayeva Ye.D.